

Grado en Ingeniería Mecánica

Departamento de Ingeniería térmica y de Fluidos

Trabajo Fin de Grado

“Análisis bidimensional de la influencia de la separación entre los tubos del receptor de una central termosolar tipo torre”

María Pantín Morato

Tutor: Rafael Pérez Álvarez

Madrid, junio 2019



Esta obra se encuentra sujeta a la licencia Creative Commons **Reconocimiento – No Comercial – Sin Obra Derivada**

TRABAJO FIN DE GRADO
GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

“Análisis bidimensional de la influencia de la separación
entre los tubos del receptor de una central termosolar tipo
torre”

Autora: María Pantín Morato

Tutor: Rafael Pérez Álvarez

Julio 2019

EL TRIBUNAL:

Presidente: Ulpiano Ruiz-Rivas Hernando

Secretario: Oscar Raúl Enrique Paz y Puente

Vocal: Rocío Díez Zafra

Suplente: Beatriz Galiana Blanco

Resumen

Las centrales termosolares de tipo torre basan su funcionamiento en la concentración mediante el uso de espejos de los rayos solares sobre un receptor, calentando un fluido que es utilizado posteriormente para generar energía. Los receptores de estas centrales están lejos de su punto óptimo pues tienden a romperse debido a las tensiones térmicas y a la corrosión. Algunas de las soluciones ante esta ruptura del receptor incluyen las estrategias de apuntamiento, el cambio de fluido de trabajo o la reducción de las temperaturas.

El presente trabajo propone una posible solución para disminuir las temperaturas aumentando la separación entre tubos dentro del receptor para que más flujo de calor pase entre ellos, aumentando la temperatura de la parte trasera y reduciendo las tensiones térmicas. Para ello, se ha estudiado la geometría de un receptor basada en la de la central de Gemasolar en Sevilla y posteriormente se han variado las separaciones entre tubos para analizar su comportamiento.

El análisis térmico de las geometrías se ha llevado a cabo mediante el método de la simulación fluidocomputacional, que resuelve las ecuaciones asociadas al problema térmico establecido. Además de diferentes geometrías, se han estudiado diferentes condiciones térmicas de actuación para un mejor conocimiento del desempeño de los receptores de las centrales tipo torre.

Los resultados de las simulaciones indican que las separaciones óptimas entre los tubos son del 8% del diámetro exterior, reduciendo así las tensiones térmicas y aumentando el tiempo de vida útil del receptor. Además, se establecen los materiales óptimos para la fabricación de los tubos (Incoloy, Inconel y Haynes) y el gasto másico de fluido recorriendo el receptor adecuado para este tipo de centrales (290 kg/s).

Palabras clave: Centrales termosolares; Sistemas térmicos; Temperatura; Radiación; Flujo de calor; Simulación numérica CFD; Receptor; Separación entre tubos.

Abstract

Solar Power Towers (SPT) concentrate by means of mirrors the sun's radiation onto a receiver, heating a fluid that flows within to generate energy. The receivers in this kind of solar plants are far from perfect because they tend to fail due to high thermal levels and corrosion. Some solutions to avoid failure are: the aiming strategies, change of working fluid or temperature reduction.

In this project, a solution for temperature reduction is established by means of tubes separation. This way, more heat flux would be able to flow between the tubes, raising the temperature in the points located in the back of the tubes, decreasing thermal tensions. To do so, the geometry of a receiver based on Gemasolar (Sevilla) power plant was studied, and the separation between tubes was varied to study its thermal behaviour.

The thermal analysis was carried on via the computational fluid mechanics method that solves the different equations related to the thermal situation that is present in the study case. Besides different geometries, different thermal operational conditions were studied in order to fully understand the performance of solar power tower's receivers.

The results of the simulations show that the optimal separation between tubes is 8% of the diameter, decreasing this way the thermal tensions and raising the life expectancy of the receiver. Furthermore, optimal materials for the fabrication of the tubes are established (Incoloy, Inconel and Haynes) and so is the mass flow of the fluid inside the tubes (290 kg/s).

Key words: Solar power plants; Thermal systems; Temperature; Radiation; Heat flux; Computational fluid mechanics CFD; Receiver; Tubes separation.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	1
1.1. Motivación del proyecto	1
1.2. Energía Solar.....	4
1.2.1. Energía Solar Fotovoltaica	6
1.2.2. Energía Térmica Solar (termosolar)	9
1.2.3. Energía Solar de Concentración	10
1.3. Tecnología de concentración termosolar de tipo torre	14
1.3.1. Campo de Heliostatos	15
1.3.2. Receptor	17
1.3.3. Sistema de generación de Potencia	21
1.3.4. Estado del arte	22
1.4. Objetivos del proyecto.....	24
1.5. Estructura del documento	24
CAPÍTULO 2. PROBLEMAS EN LOS RECEPTORES TERMOSOLARES CONVENCIONALES	26
2.1. Planteamiento del problema.....	27
CAPÍTULO 3. SIMULACIÓN NUMÉRICA	29
3.1. Descripción de la geometría a estudiar	29
3.2. Descripción de la malla	32
3.3. Materiales de la simulación	35
.....	35
3.3.1. Tubos	35
3.3.2. Fluidos	36
3.3.2.1. Propiedades de la sal solar.....	37
3.3.2.2. Parámetros adimensionales asociados.....	37
3.3. Simulación CFD.....	38
3.3.1. Ecuaciones	39
3.3.1.1. Modelo turbulento.....	39
3.3.1.2. Modelo de radiación.....	41
3.3.2. Condiciones de contorno.....	42
3.3.3. Casos.....	44
3.3.3.1. Caso nominal	44

3.3.3.2. Barrido de geometrías	45
3.3.3.3. Barrido de temperaturas	46
3.3.3.4. Barrido de radiación.....	47
3.3.3.5. Barrido de materiales del tubo.....	48
3.3.3.6. Barrido de gasto másico	48
3.4. Resultados.....	49
3.4.1. Barrido de geometrías	52
3.4.1.1. Separaciones Laterales	52
3.4.1.2. Separaciones Traseras	55
3.4.2. Barrido de temperaturas de las sales	58
3.4.3. Barrido de radiaciones	60
3.4.4. Barrido de materiales del tubo.....	62
3.4.5. Barrido de gasto másico.....	65
CAPÍTULO 4. PRESUPUESTO DEL PROYECTO.....	68
4.1. Costes directos	68
4.2. Costes indirectos	69
4.2. Coste total del proyecto	70
CAPÍTULO 5. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	71
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	72
6.1. Trabajos futuros	73
BIBLIOGRAFÍA	75
ANEXO A: 1 ^{ER} CÓDIGO DE MATLAB.....	80
ANEXO B: 2 ^O CÓDIGO DE MATLAB.....	85
ANEXO C: RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES.....	90

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1. 1. Porcentaje de producción de energías renovables en el mundo [5].....	2
Fig. 1. 2. Producción de energía por sector en España, 2017 [7].....	3
Fig. 1. 3. Distribución de la energía renovable por comunidad autónoma en España [7].	3
Fig. 1. 4. Top 10 países con instalaciones solares en 2015 [10].	5
Fig. 1. 5. Mapa de radiación solar incidente en el mundo [12].....	5
Fig. 1. 6. Funcionamiento de las células fotovoltaicas [15].	6
Fig. 1. 7. Panel fotovoltaico [17].	7
Fig. 1. 8. Funcionamiento de una planta fotovoltaica [14].	8
Fig. 1. 9. Instalación solar aislada [19].	9
Fig. 1. 10. Colector solar Cilindro-Parabólico (Fuente: Google imágenes)	11
Fig. 1. 11. Central termosolar Andasol 1, Granada [23].	11
Fig. 1. 12. Reflectores tipo Fresnel [24].	12
Fig. 1. 13. Puerto Errado 2, en Murcia [25].....	13
Fig. 1. 14. Planta solar con tecnología de discos Stirling (Fuente: Google imágenes)	13
Fig. 1. 15. Central Solar de tipo Torre (esquema) [21].	14
Fig. 1. 16. Disposiciones del campo solar. A la izquierda, campo circular, a la derecha, campo norte [27].	15
Fig. 1. 17. Sobras, Bloqueos y Efecto Coseno en los heliostatos [28].	16
Fig. 1. 18. Torre central en celosía [30]	17
Fig. 1. 19. Esquema del ciclo del HTF en una central solar de tipo torre (Fuente: Google imágenes)	18
Fig. 1. 20. Central Gemasolar, ejemplo de receptor exterior [32].	19
Fig. 1. 21. Receptor de cavidad. Planta Solúcar, Sevilla [33].	20
Fig. 1. 22. Receptor volumétrico, esquema [30].	20
Fig. 1. 23. Receptor de lecho fluido [26].	21
Fig. 1. 24. Esquema del funcionamiento de una central solar de tipo torre (Fuente: Google imágenes)	22
Fig. 1. 25. Central Solar One en el desierto de Mojave, California (Fuente: Google imágenes). ..	23
Fig. 1. 26. Central de Gemasolar en Sevilla, España [32].	23
 Fig. 2. 1. Esquema de la estructura del receptor tubular Solar One, con un panel separado para su visualización [35].	28
 Fig. 3. 1. Geometría del receptor. De izquierda a derecha: receptor entero (a), detalle de los tubos (b), corte transversal de los tubos (c) y geometría bidimensional (d) [29].....	31
Fig. 3. 2. Volumen de control de un cuerpo [37].	32
Fig. 3. 3. Ejemplos de mallas estructuradas de tipo O y tipo C [38].	33
Fig. 3. 4. Malla de la Geometría Nominal	33
Fig. 3. 5. Malla de la Geometría Nominal (detalle).	34

Fig. 3. 6. Análisis de sensibilidad de la malla (Temperatura en el tubo exterior vs número de elementos).	35
Fig. 3. 7. Geometría de la simulación con los diferentes materiales.	35
Fig. 3. 8. Funciones de pared. (a) “Wall Function Approach, (b) “Near-Wall Model Approach [22].	41
Fig. 3. 9. Superficies asociadas a las condiciones de contorno.	42
Fig. 3. 10. Mapa de radiación de un receptor de una central de tipo torre [48].	43
Fig. 3. 11. Resultados de la simulación nominal. (a) Temperatura, (b) Radiación Incidente, (c) Flujo de Calor.	49
Fig. 3. 12. Escala y unidades de los resultados de la simulación nominal.	50
Fig. 3. 13. Puntos seleccionados para el estudio del caso.	51
Fig. 3. 14. Separación Lateral vs Temperatura en los radios interior y exterior.	52
Fig. 3. 15. Temperatura vs Separación Lateral en el Radio Exterior	53
Fig. 3. 16. Radiación vs Separación Lateral en el Radio Exterior	54
Fig. 3. 17. Flujo de Calor vs Separación Lateral en el Radio Exterior	55
Fig. 3. 18. Temperatura vs Separación Trasera en el Radio Exterior	56
Fig. 3. 19. Radiación vs Separación Trasera en el Radio Exterior	56
Fig. 3. 20. Flujo de Calor vs Separación Trasera en el Radio Exterior	57
Fig. 3. 21. Evolución de la temperatura en el radio exterior. Simulación Temperatura1=300°C	59
Fig. 3. 22. Evolución de la temperatura en el radio interior. Simulación Temperatura2=400°C.	59
Fig. 3. 23. Evolución de la temperatura en el radio exterior. Simulación Radiación 1.	61
Fig. 3. 24. Evolución de la temperatura en el radio exterior. Simulación Radiación 2.	61
Fig. 3. 25. Evolución de la temperatura en el radio exterior. Simulación Radiación 3.	62
Fig. 3. 26. Temperatura de diferentes materiales en el radio exterior	63
Fig. 3. 27. Radiación de diferentes materiales en el radio exterior	64
Fig. 3. 28. Flujo de calor de diferentes materiales en el radio exterior	64
Fig. 3. 29. Temperaturas de diferentes gastos másicos en el radio exterior	66
Fig. 3. 30. Radiación de diferentes gastos másicos en el radio exterior	66
Fig. 3. 31. Flujo de calor de diferentes gastos másicos en el radio exterior	67

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3. 1. Geometría del receptor solar.	30
Tabla 3. 2. Propiedades de los materiales que conforman los tubos del receptor [47] [50] [53].	36
Tabla 3. 3. Condiciones de contorno nominales para la simulación.	45
Tabla 3. 4. Configuración de separaciones laterales.	46
Tabla 3. 5. Configuración de separaciones traseras.	46
Tabla 3. 6. Propiedades térmicas de las sales y de contorno a varias temperaturas.	47
Tabla 3. 7. Separaciones laterales para el barrido de radiaciones.	48
Tabla 3. 8. Condiciones térmicas para varios flujos másicos para el barrido de gasto másico...	49
Tabla 4. 1. Coste de recursos humanos.	68
Tabla 4. 2. Coste del equipo informático.	69
Tabla 4. 3. Coste indirecto.	69
Tabla 4. 4. Coste total del proyecto.	70

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1. Motivación del proyecto

La RAE define las energías renovables como “energías cuyas fuentes se presentan en la naturaleza de modo continuo y prácticamente inagotable” [1]. Estas energías difieren de los combustibles fósiles principalmente en su diversidad, abundancia y potencial para su uso en cualquier parte del planeta, pero sobretodo suponen una fuente de generación de energía que no produce emisiones contaminantes ni gases de efecto invernadero (causantes del cambio climático)[2].

De acuerdo con Greenpeace [3], el cambio climático afecta a nuestro país en forma de preocupantes consecuencias sobre el medio ambiente:

- Aumento de la temperatura media: en las últimas décadas se ha apreciado una media de calentamiento de unos 0.5°C por década, y se prevé un aumento de hasta 6°C para el año 2100. Esto incrementaría las condiciones de aridez, que convertirían a España en un desierto en el año 2090 si las temperaturas no dejan de aumentar.
- Incendios: el aumento de la temperatura y la disminución de las precipitaciones suponen una fuente de incendios especialmente en zonas de montaña: en 2017 se superó la media de la última década, creciendo en número los denominados “Grandes Incendios Forestales”, incendios que superan las 500 hectáreas siendo por tanto más difíciles de combatir.
- Deshielo: en España más del 80% de los glaciares pirenaicos han desaparecido y se estima que para el año 2050 estas pérdidas puedan ser irreversibles. Además, 33 de los 52 glaciares existentes en 1850 se han perdido y las 3300 hectáreas de lenguas de hielo existentes en el pirineo español a principios del siglo XX se han visto reducidas a 390.
- Subida del nivel del mar: vinculado al deshielo y al aumento de temperaturas, se estima una subida del nivel del mar en España de entre 10 y 68 cm para el final del siglo. Esto supondría pérdidas de un gran número de playas (sobre todo en el Cantábrico), inundación de zonas bajas costeras (delta del Ebro, costa de Doñana, Manga del Mar Menor) y hundimiento de parte de ciudades como A Coruña, San Sebastián o Barcelona, entre otras.

Los dañinos efectos de los combustibles fósiles en el medioambiente, acompañados del desabastecimiento de éstos en los últimos años debido a su excesiva demanda tras el constante crecimiento de la población mundial (Our world in Data estima que las reservas de carbón actuales sólo podrán abastecer las necesidades energéticas durante 114 años más, las de gas natural, 52.8 años y las de petróleo, 50.7 [4]), hacen necesarios el uso de las energías renovables. Estas energías suponen una forma de reducción de la

contaminación y una alternativa sostenible a los recursos fósiles, y responden a una necesidad para asegurar un futuro viable para las futuras generaciones y para mantener limpio el planeta.

En la actualidad, esta lucha contra el cambio climático ha comenzado y más del 20% de la producción energética global es ya producida por energías renovables. La principal forma de obtención de energía renovable a lo largo de los años ha sido la energía hidroeléctrica, sin embargo, en los últimos 20 años se ha observado un creciente incremento en el uso de otras fuentes renovables como la energía solar, la eólica o la geotérmica [5].

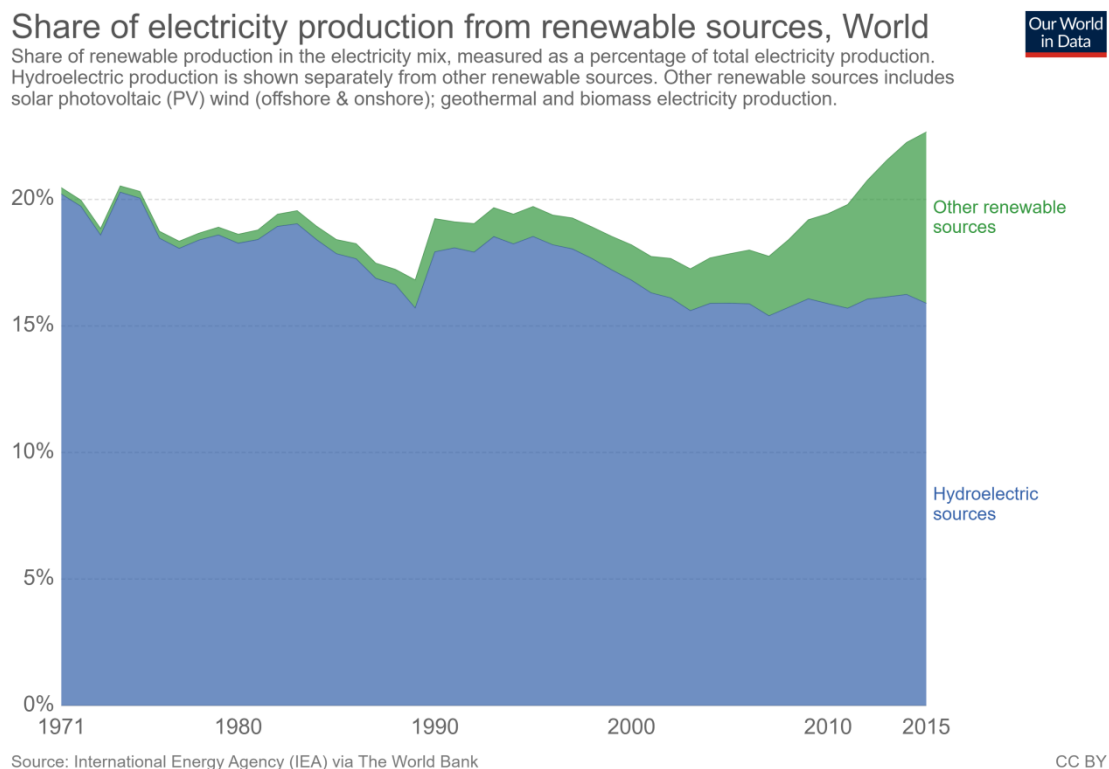


Fig. 1. 1. Porcentaje de producción de energías renovables en el mundo [5].

Los países que más utilizan las energías renovables como fuentes de producción de potencia son Noruega y Nueva Zelanda, que producen un 97.9% y un 84% de su electricidad total mediante el uso de las energías denominadas “verdes”. Esto convierte a dichos países, especialmente a Noruega, en líderes mundiales en energías renovables, obteniendo prácticamente el 100% de su demanda energética mediante energías limpias, llegando incluso a exportar parte de su generación eléctrica a otros países [6].

En España en el año 2017, las energías renovables suponían un 46% de la potencia total instalada, situándose en un total de 48.185 MW producidos [7]. La energía eólica es, de las renovables, la que más ha contribuido desde el año 2008 al total de la generación

renovable en España, suponiendo en 2017 un 22.2% de la total, seguida por la hidráulica, con un 16.4%.

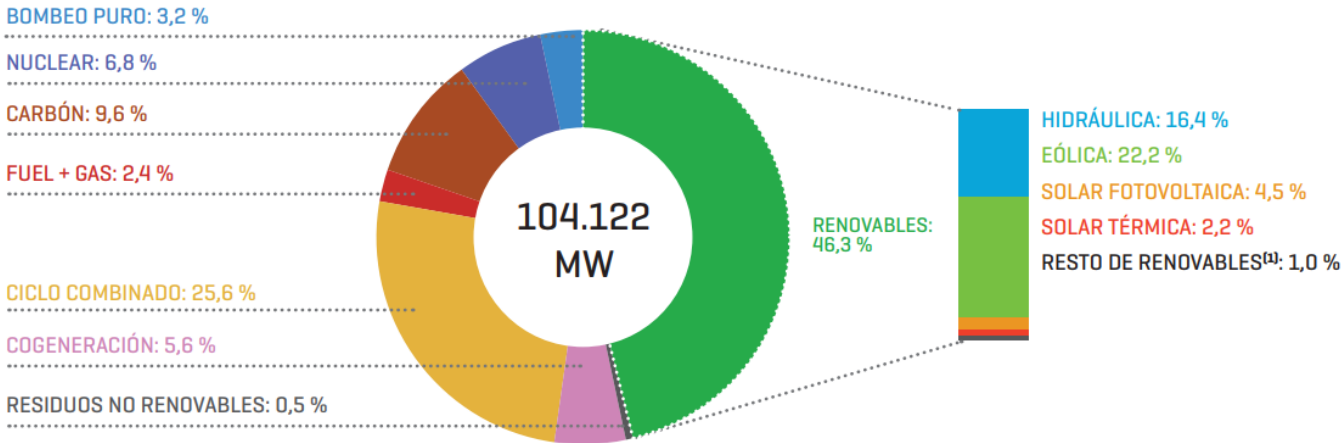


Fig. 1. 2. Producción de energía por sector en España, 2017 [7].

Dentro de España, más del 40% de la generación total de potencia se produce mediante fuentes renovables en seis comunidades autónomas. Esta lista va encabezada por castilla León y Navarra, con un 64% y un 61%, respectivamente [7].

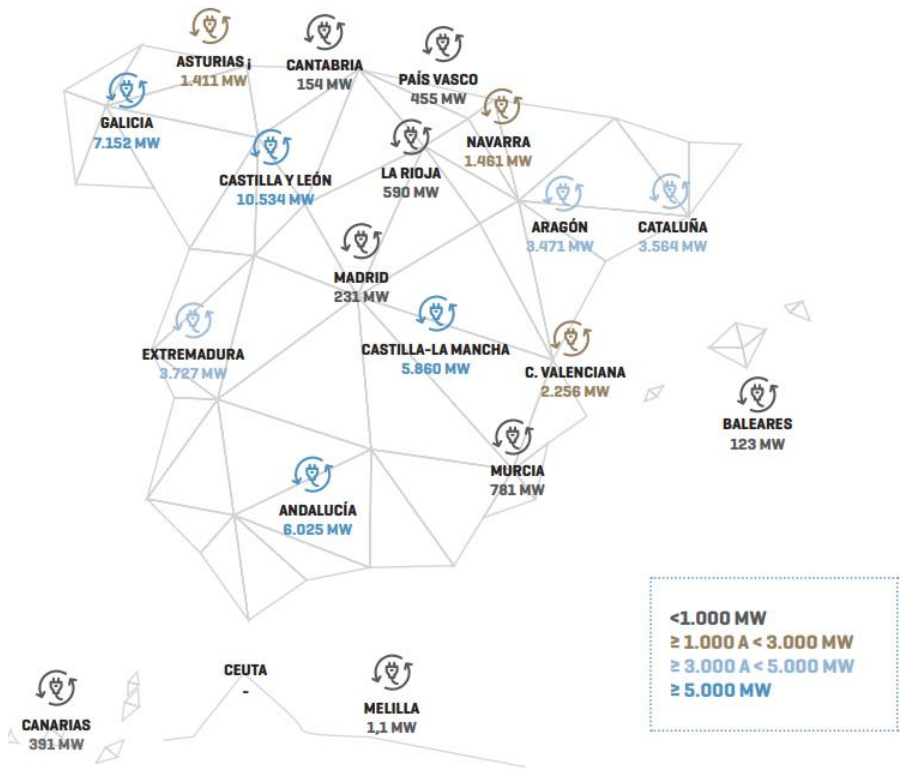


Fig. 1. 3. Distribución de la energía renovable por comunidad autónoma en España [7].

El auge en el uso de nuevas formas de energía en los últimos años ha sido posible gracias a la inversión global llevada a cabo. En 2001, el mundo invirtió 47 mil millones de dólares

americanos (USD) para el uso de energías renovables y, para finales de 2015, esta inversión había incrementado hasta 286 mil millones USD, un incremento de más del 600%. Además, esta inversión se produce principalmente en dos tecnologías: la solar y la eólica [4].

En lo que al futuro de las renovables concierne, recientemente el gigante del petróleo BP ha anunciado en su anual Pronóstico Global para el Mercado Energético una predicción del crecimiento de las energías renovables del 400% para el año 2040. BP pronostica este crecimiento liderado principalmente por las energías solar y eólica, entrando en la década del 2020 con estas energías siendo capaces de competir contra los combustibles fósiles [8].

1.2. Energía Solar

La energía solar es el tipo de energía cuya fuente es el sol. Por lo tanto, se trata de una fuente inagotable y renovable que se obtiene, generalmente, por medio de paneles y espejos. Esta energía es producida por la luz (energía fotovoltaica) o por el calor del sol (termosolar), para la generación de electricidad o la producción de calor.

La energía solar cuenta con abundantes ventajas para el medio ambiente ya que es una fuente renovable y por tanto inagotable de recursos, no contamina, evita el calentamiento global, y reduce el uso de combustibles fósiles. Resulta también ventajosa económicamente pues genera riqueza y empleo, disminuyendo la dependencia energética de unos países sobre otros. Además, es un tipo de energía muy versátil, pues es adaptable a diferentes situaciones [9].

En la actualidad, la lista de países con mayor potencia solar instalada está encabezada por China y Alemania con 43.5 GW y 39.7 GW, respectivamente. España se encuentra en el “top 10” de estos países, y en 2015 contaba con una instalación de 5.4 GW de potencia [10].

TOP 10 COUNTRIES IN 2015 FOR CUMULATIVE INSTALLED CAPACITY				
1		China	43,5 GW	
2		Germany	39,7 GW	
3		Japan	34,4 GW	
4		USA	25,6 GW	
5		Italy	18,9 GW	
6		UK	8,8 GW	
7		France	6,6 GW	
8		Spain	5,4 GW	
9		Australia	5,1 GW	
10		India	5 GW	

Fig. 1. 4. Top 10 países con instalaciones solares en 2015 [10].

La tecnología solar resulta idónea para su uso en puntos aislados de la red, como zonas rurales o de difícil acceso, así como en la generación de electricidad a gran escala, especialmente en zonas geográficas que presenten abundantes horas de sol al año.

El denominado “cinturón solar” (del inglés, *solar belt*) es la región del globo ubicada a $\pm 35^\circ$ respecto al ecuador en la que se registran los niveles más altos de irradiación solar. Esta región está compuesta por 66 países que muestran ciertas similitudes, como gran población o procesos de desarrollo industrial y crecimiento económico, características idóneas para explotar el potencial de energía solar proporcionado por su condiciones climáticas [11].

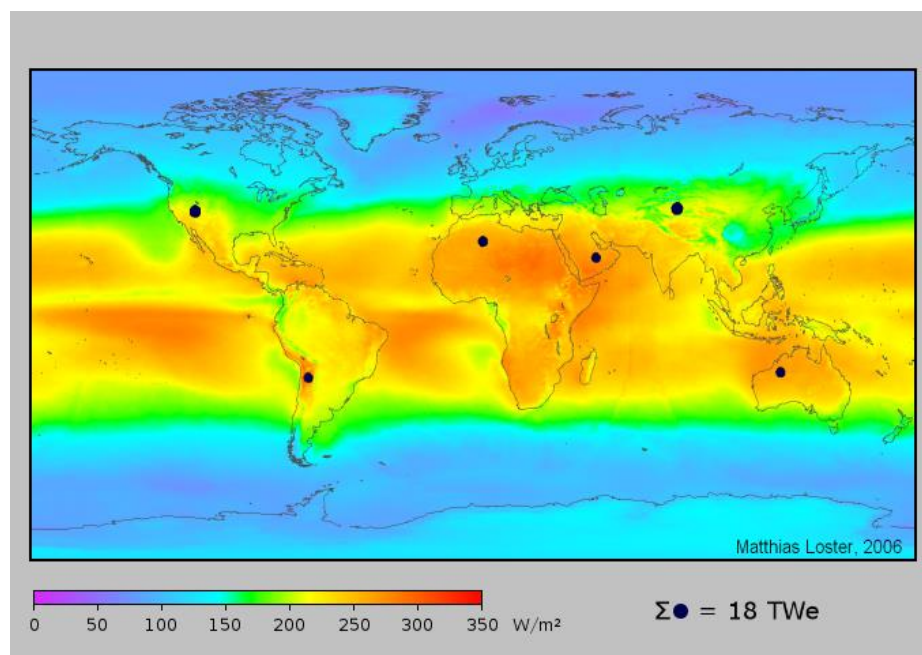


Fig. 1. 5. Mapa de radiación solar incidente en el mundo [12].

Las principales potencias pertenecientes a esta región son Australia, China, India, México y Singapur. Países como España o Estados Unidos quedan fuera del cinturón solar, sin embargo, debido a su proximidad a los límites del mismo y a su semejanza en condiciones climatológicas, son también considerados altas potencias solares, sobretodo en sus regiones localizadas al sur, más cercanas a la franja solar. La explotación de este cinturón será clave para abastecer las necesidades energéticas de los países que lo componen, y tendrá la capacidad suficiente para exportar energía a otras regiones del mundo. De este modo, de acuerdo con Greenpeace, para el 2030 la energía solar podrá satisfacer las necesidades energéticas de dos tercios de la población mundial [13].

Existen varias tecnologías para el aprovechamiento de la energía solar:

1.2.1. Energía Solar Fotovoltaica

Esta energía se obtiene gracias al efecto fotoeléctrico, por el cual algunos materiales son capaces de captar fotones (partículas de luz) y convertirlos en electrones, generando corrientes eléctricas. De esta forma, la luz solar es convertida directamente en electricidad [14].

Esta conversión de energía en electricidad se produce por medio de dispositivos semiconductores denominados celdas o células fotovoltaicas. Estos dispositivos pueden actuar como conductores o como aislantes de electricidad según el estado en el que se encuentren y normalmente están compuestos por silicio monocristalino, policristalino o amorfo, u otros materiales semiconductores de capa fina. El uso de estos materiales variará de acuerdo con las necesidades de la planta, siendo el monocristalino el material que alcanza la mayor eficiencia, y el policristalino el más barato [14].

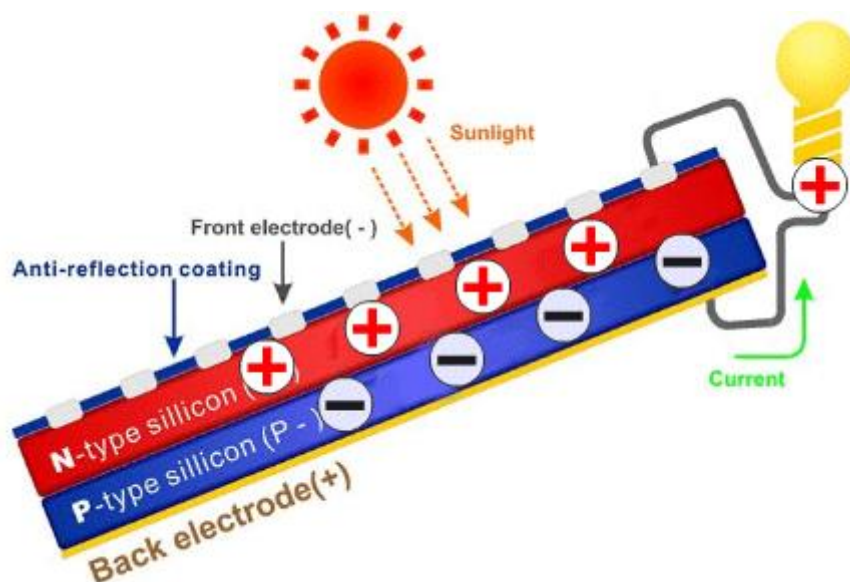


Fig. 1. 6. Funcionamiento de las células fotovoltaicas [15].

Los semiconductores que componen las celdas fotovoltaicas están compuestos por dos juntas, una con defecto y otra con exceso de electrones. Al ser excitados por los fotones (provenientes de la luz solar), los electrones se liberan de una junta a otra, produciendo una corriente eléctrica y generando así electricidad [16].

Existen varios tipos de plantas fotovoltaicas:

Plantas conectadas a la red

Estas plantas incluyen las centrales fotovoltaicas, donde toda la energía producida es vertida a la red eléctrica. También incluyen los generadores de autoconsumo, donde sólo parte de la producción energética es vertida a la red, correspondiendo con aquella que no es consumida por el propio productor (en viviendas y hogares, por ejemplo). Además, en los casos en que el productor no cubra su propia demanda mediante las células, éste tomará la energía necesaria para cubrirla de la red.

En este tipo de instalaciones son necesarios tres elementos básicos:

1. Paneles fotovoltaicos: conjuntos de celdas que captan la luz del sol y la transforman en energía eléctrica.
2. Inversores: convierten la corriente continua producida por los paneles en corriente alterna apta para el consumo.
3. Transformadores: necesarios para elevar la corriente alterna generada por los inversores (baja tensión, 380-800 V) a media tensión (hasta 36 kV).



Fig. 1. 7. Panel fotovoltaico [17].

Como muestra la figura 1.8, la radiación solar (1) es convertida en energía eléctrica gracias al efecto fotoeléctrico en los paneles fotovoltaicos (2). La energía continua producida es transformada en alterna por medio de los inversores (3) y posteriormente elevada hasta 36 kV en los transformadores. Finalmente, la energía alterna ya apta para consumo pasa a la red y se distribuye por medio de las líneas de transmisión (5).



Fig. 1. 8. Funcionamiento de una planta fotovoltaica [14].

Instalaciones no conectadas a la red

Este tipo de plantas operan en isla, normalmente localizadas en lugares remotos y explotaciones agrícolas para satisfacer demandas de iluminación, bombeo de riego y apoyo a las telecomunicaciones. Requieren dos elementos adicionales:

1. Baterías: almacenan la energía producida por los paneles para su posterior uso en caso de baja demanda.
2. Reguladores: protegen la batería de sobrecargas.

Este tipo de instalaciones aisladas necesitan una serie de requisitos para su uso en el autoconsumo [18]:

- Si la potencia instalada es menor de 10 kW: el trámite es sencillo y sólo hacen falta una memoria técnica (realizada por el instalador) y un certificado de instalación eléctrica para legalizar la instalación.

- Si la potencia instalada es mayor de 10 kW: este trámite ha de ser llevado a través de una empresa de ingeniería ya que hace falta un proyecto de instalación firmado por un ingeniero y un certificado de instalación eléctrica supervisado por un ingeniero conforme al proyecto.

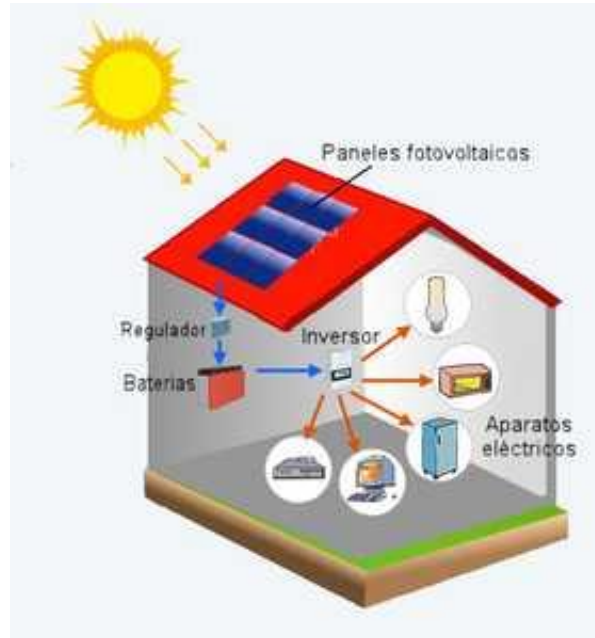


Fig. 1. 9. Instalación solar aislada [19].

1.2.2. Energía Térmica Solar (termosolar)

La energía térmica solar se divide en dos categorías según su uso: uso doméstico y uso industrial. En su uso industrial se emplea mediante la energía solar de concentración, que será estudiada más adelante.

La categoría de uso doméstico plantea captar la energía calorífica del sol para su posterior uso en sistemas de calefacción, agua caliente para viviendas y edificios, calentamiento de piscinas, etc., englobados en la comúnmente conocida Agua Caliente Sanitaria (ACS). Esta energía presenta un aprovechamiento más extendido debido a sus costes, significativamente menores que en el caso de las instalaciones fotovoltaicas.

El ACS supone cerca de un 25% del consumo eléctrico de una vivienda y requiere de una temperatura del agua caliente de entre 37°C y 42°C [21], es por esto que la energía proveniente del sol resulta eficaz para su uso en este tipo de instalaciones domésticas.

En España, el CTE (Código Técnico de la Edificación) actual dicta la instalación de paneles solares térmicos en los edificios de nueva construcción como obligatoria, produciendo así edificios eficientes energéticamente [9]. Esto supone un ahorro económico, pues más del 50% de las necesidades de ACS pueden ser cubiertas por la

energía calorífica del sol [21] y cuenta con apoyos y subvenciones por parte de organismos públicos y ayuntamientos.

1.2.3. Energía Solar de Concentración

La energía solar de concentración, también conocida como CSP (del inglés, *Concentrated Solar Power*) utiliza la radiación incidente del sol y la concentra para calentar un fluido de trabajo, normalmente denominado HTF (del inglés *Heat Transfer Fluid*, fluido caloportador), que utilizará el calor del sol para la generación de energía eléctrica. Además, este tipo de centrales cuentan con tecnologías para concentrar los rayos de sol sobre un punto o superficie (receptor), consiguiendo así altas temperaturas en el HTF. Por lo tanto, la energía solar de concentración constituye un caso específico dentro de la energía termosolar.

Las centrales CSP cuentan con la ventaja de que pueden integrarse con almacenamiento, mitigando el principal problema de la energía solar: su dependencia meteorológica. De esta forma las centrales de concentración son capaces de generar energía incluso en momentos del día en los que el sol se encuentra ausente (días nublados y durante la noche).

Las plantas CSP usan diferentes configuraciones de espejos, también denominados heliostatos, para concentrar la luz solar sobre el receptor y producir calor. El fluido caloportador que fluye por el receptor, aumentará su temperatura y será utilizado en un ciclo de generación de vapor Rankine para la generación eléctrica. El ciclo Rankine utiliza el calor del fluido caloportador para convertir el agua del ciclo en vapor mediante un intercambiador de calor. El vapor es después llevado a una turbina que, libreando presión, produce energía cinética. Para completar el ciclo, el vapor es condensado para volver al estado líquido inicial y es bombeado de vuelta al intercambiador de calor [21].

Existen cuatro tipos de centrales de concentración solar:

- **Colectores cilíndrico-parabólicos (CCP).** En este tipo de sistemas, los heliostatos utilizados son curvos en forma de parábola en dos ejes y se extienden longitudinalmente en el otro. El sol es reflejado sobre el receptor en forma de tubería, que se extiende a lo largo del eje longitudinal de los heliostatos. El fluido en el interior de la tubería (aceites normalmente) incrementa su temperatura y la energía calorífica es usada para la generación de electricidad [21].

Las plantas de concentración cilindro-parabólicas están compuestas por un campo de CCPs alineados en paralelo en dirección norte-sur. Esta configuración permite el rastreo del sol de este a oeste para asegurar que el sol está siendo reflejado en el colector durante el día y evitar las pérdidas ópticas.

A pesar del uso del sistema de rastreo, este tipo de colectores pueden presentar pérdidas inherentes al colector (orientación del sol respecto al colector) y pérdidas

debidas a la posición relativa entre los colectores (sombras de unos colectores sobre otros en determinados momentos del día).



Fig. 1. 10. Colector solar Cilindro-Parabólico (Fuente: Google imágenes)

La tecnología cilíndrico-parabólica es la más madura de entre las de concentración, suponiendo más del 95% de la potencia de generación termosolar mundial [22]. Además, la primera planta termosolar en utilizar el sistema de almacenamiento de sales fundidas fue la de Andasol, con los proyectos Andasol-1 y Andasol-2, ubicados en Granada que cuentan con 50 MW de potencia instalada y un sistema de almacenamiento de 7 horas de capacidad cada uno. El campo de colectores cilindro parabólicos de estas plantas ocupa alrededor de 500000 m² [23].



Fig. 1. 11. Central termosolar Andasol 1, Granada [23].

- Reflectores tipo Fresnel: Estos reflectores, como los CCPs, reflejan el sol linealmente sobre tubos, sin embargo, lo hacen mediante el uso de múltiples heliostatos delgados. El colector que absorbe la luz solar se encuentra elevado e

igualmente calienta el fluido de su interior para posteriormente transformar la energía calorífica en energía eléctrica [23].

El uso de espejos planos permite una superficie de reflexión mayor que la de los colectores cilíndricos, sin embargo, se ocasiona una relación de concentración menor, disminuyendo la eficiencia hasta un 15%. Esta disminución de rendimiento se ve compensada con un menor coste, pues los colectores Fresnel necesitan de menos área de campo de heliostatos y también se disminuyen los problemas debidos al viento [22].



Fig. 1. 12. Reflectores tipo Fresnel [24].

La primera planta en utilizar este tipo de reflectores a gran escala en el mundo es la denominada “Puerto Errado2” y está ubicada en Calasparra (Murcia). Se trata de una planta de bajo coste, pues utiliza menos material que otras plantas con este tipo de tecnologías, además, la fabricación de los componentes está muy automatizada y su instalación es sencilla [24]. Esta planta cuenta con 28 filas de espejos (longitud 940.8 m) y una superficie de captación solar de 301.056 m y es capaz de generar una potencia de 30 MW [25].



Fig. 1. 13. Puerto Errado 2, en Murcia [25].

- Sistemas de discos parabólicos o discos Stirling: estos sistemas están conformados por heliostatos parabólicos que concentran el sol en un punto focal. Están montados sobre una estructura biaxial de rastreo para seguir al sol y optimizar la captación de rayos solares. El calor absorbido se suele utilizar directamente sobre un motor térmico montado en el receptor y que se mueve con los discos [21].



Fig. 1. 14. Planta solar con tecnología de discos Stirling (Fuente: Google imágenes)

Este tipo de sistemas, al concentrar toda la radiación en un punto, resultan los más eficientes, pues consiguen las temperaturas más altas (650-800°C), aumentando el rendimiento hasta el 40% [22]. Sin embargo, también resultan más costosos, además de presentar limitaciones en la potencia de producción unitarias (inferiores a 25kW), hecho que dificulta la utilización de este tipo de captadores para la generación de electricidad en plantas a gran escala. Adicionalmente, este tipo de configuraciones carecen de sistemas de almacenamiento eléctrico,

obligando así a ceder a la red toda la energía producida y no consumida. Por tanto, estos sistemas suelen ser utilizados para la generación a pequeña escala para el suministro de pequeñas industrias en sistemas aislados [26].

- Centrales solares de tipo torre: utilizan campos de heliostatos para reflejar la radiación solar sobre un colector central localizado en lo alto de una torre. Los fluidos térmicos fluyendo por el colector son calentados y usados para generar vapor, para posteriormente ser transformado en electricidad. Este tipo de centrales serán estudiadas en mayor profundidad en el siguiente subcapítulo.

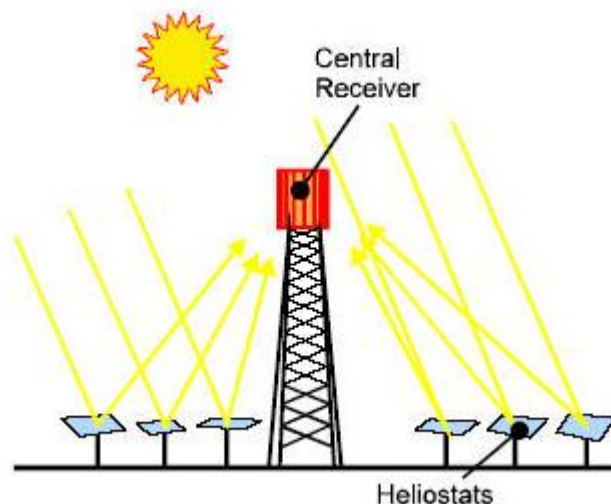


Fig. 1. 15. Central Solar de tipo Torre (esquema) [21].

1.3. Tecnología de concentración termosolar de tipo torre

Las centrales termosolares de tipo torre o colector central cuentan con un gran número de espejos reflectores móviles, denominados heliostatos, utilizados para concentrar la radiación solar y concentrarla sobre un receptor. Dicho receptor se encontrará localizado en lo alto de una torre (de ahí el nombre de estas centrales) por el que circulará el fluido de trabajo, el HTF. Este tipo de centrales, al concentrar toda la radiación sobre un único punto (al igual que los Stirling), alcanzan altas temperaturas (de hasta 1400°C en los receptores más avanzados) y por tanto darán lugar a mejores condiciones de operación para la obtención de grandes cantidades de energía. El HTF calentado en el receptor se utilizará para la generación de energía por medio de ciclos de potencia. Los ciclos de potencia para la obtención de energía en estos sistemas pueden ser ciclos de vapor (Rankine) o ciclos de gas (Brayton). La flexibilidad en el ciclo de potencia hace posible una amplia variabilidad de fluidos que pueden conformar el HTF de la planta, como el agua, los aceites o las sales fundidas. Además, este tipo de centrales suelen presentar sistemas de almacenamiento del fluido de trabajo a varias temperaturas, esto dota a la

central de la capacidad de producción energética en momentos donde no se esté recibiendo radiación solar (como la noche o los días nublados) [26].

La tecnología de concentración de tipo torre cuenta con 3 subsistemas principales: el campo de heliostatos, el receptor, y el sistema de generación de potencia. Estos subsistemas serán analizados, poniendo énfasis en el receptor, pues es el elemento de estudio en el presente caso.

1.3.1. Campo de Heliostatos

El campo de heliostatos es el parámetro clave para la correcta maximización de la densidad de rayos solares reflejados sobre el receptor y la minimización de los costes. La producción energética depende directamente de la eficiencia óptica del campo solar establecida por la distribución de los heliostatos en la planta. Es por esto que los espejos cuentan con un sistema de rastreo del sol en dos ejes, para optimizar la captación de rayos.

El conjunto de los espejos, el sistema de rastreo y los soportes constituyen el campo de heliostatos. Los espejos suelen ser planos de 4-6 mm de espesor y con una reflectividad del 92%, ocupando unos 100-150 m² por cada heliostato [27]. Los soportes deben ser capaces de soportar el peso de los espejos y también ser capaces de soportar rachas de viento, además de ser capaces de orientarse para que la luz reflejada por los espejos incida sobre la torre.

Existen varias disposiciones para el campo solar:

- Campo norte: los espejos se localizan al norte de la torre, detrás de ésta. El aprovechamiento del sol es máximo pues el ángulo de incidencia es óptimo. Este tipo de campos sólo presentan tubos en una cara del receptor.
- Campo circular: los heliostatos están situados alrededor de la torre, situada ligeramente hacia el sur en lugar de encontrarse en el centro del círculo de espejos.



Fig. 1. 16. Disposiciones del campo solar. A la izquierda, campo circular, a la derecha, campo norte [27].

La elección de la disposición del campo de espejos depende de la localización geográfica de la planta (de la latitud, cuanto mayor es la distancia al ecuador mayor es la eficiencia en la disposición norte) y del coste de la torre (el campo norte requiere torres más altas, que presenta un mayor coste).

El funcionamiento del campo solar se ve afectado por una serie de pérdidas. Las más frecuentes en este tipo plantas son [27]:

- Pérdidas de sombra: se producen con la salida y la caída del sol. Las sombras producidas de unos heliostatos caerán sobre otros interfiriendo así en la captación de rayos en las superficies afectadas por la sombra.
El bloqueo ocurre de forma semejante a las sombras, cuando la radiación reflejada por un espejo no es reflejada sobre el receptor sino que recae sobre otro espejo.
- Pérdidas del coseno: la potencia solar interceptada por el receptor es considerada proporcional al coseno del ángulo de incidencia [28]. Las pérdidas del coseno suceden pues, cuando el plano de los espejos no es perfectamente perpendicular a los rayos solares, de esta forma se refleja menos área que la total del heliostato hacia el receptor. Las pérdidas del coseno no se pueden evitar.
- Pérdidas reflectivas: dependen de la calidad de los espejos, pues puede ocurrir que no toda la luz solar se refleje, y parte sea absorbida por el propio espejo.
- Pérdidas por ensuciamiento: se presentan ante capas de suciedad en los espejos que dificultan la reflexión de los rayos.

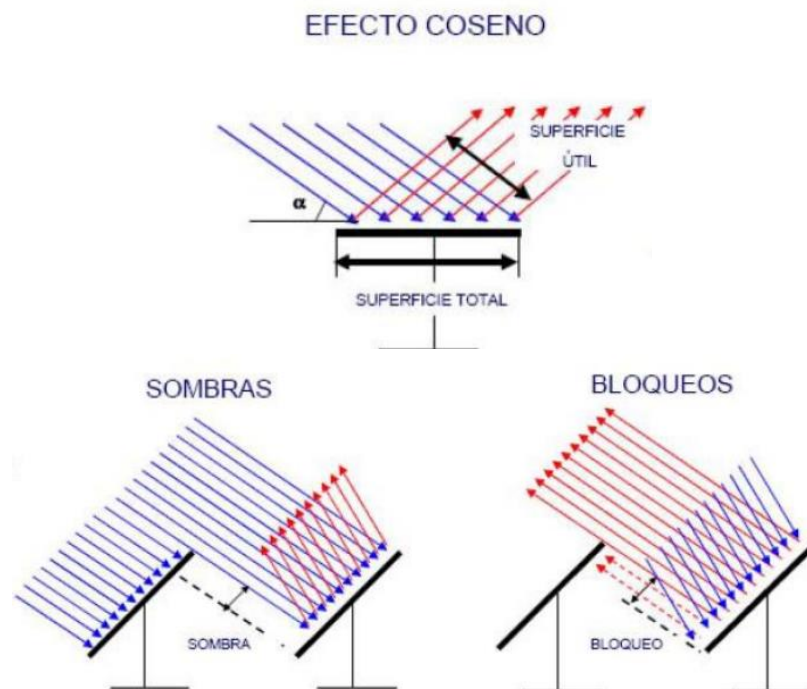


Fig. 1. 17. Sombras, Bloqueos y Efecto Coseno en los heliostatos [28].

El diseño del campo de heliostatos debe tener en cuenta todas estas pérdidas para intentar evitarlas: escogiendo espejos que minimicen las pérdidas reflectivas, asegurando un buen mantenimiento que reduzca las pérdidas por ensuciamiento y diseñando la distribución de espejos óptima para evitar las pérdidas de sombra. Con todo esto, el campo de heliostatos representa el 45% del coste total de las plantas termosolares [29].

1.3.2. Receptor

El receptor es el sistema encargado de recibir los rayos solares y transformarlos en calor. Lo hace mediante el fluido térmico HTF que fluye por su interior a lo largo de tubos. El receptor es el elemento más crítico de toda la central pues sus temperaturas de operación son del orden de 600°C , llegando incluso a superar los 1000°C en algunas centrales con los receptores más avanzados [14]. Estas altas temperaturas han de ser soportadas por los materiales que componen el receptor, materiales muy exigidos que deben tener propiedades excepcionales para trabajar bajo estas condiciones extremas.

El receptor se encuentra alojado en lo alto de una torre que suele estar construida a base de hormigón armado, aunque existen también algunas torres formadas por estructuras metálicas conformadas en forma de celosía. Las torres actuales pueden llegar a alcanzar hasta los 100 m de altura.



Fig. 1. 18. Torre central en celosía [30]

Existen varios tipos de fluidos HTF que pueden fluir por los tubos del receptor [27]:

- Agua: fluye por los tubos convirtiéndose en vapor saturado.
- Sales fundidas o aceites: aumentan su temperatura conforme van fluyendo por los tubos.
- Gases: el aire u otros fluidos inertes (helio) aumentan su entalpía conforme va aumentando la temperatura.

Las centrales operadas por agua son las primeras que se implementaron y cuentan con una gran desventaja: no son capaces de almacenar energía térmica. De esta forma, utilizar el agua como fluido HTC supone producir energía sólo en las horas del día en las que el sol incide directamente sobre la central. La implementación de las sales fundidas y los aceites como fluidos de trabajo supuso por primera vez la capacidad de almacenamiento de energía que habilitaba a la planta para generar potencia en horas de sombra e incluso durante la noche. Además de su capacidad de almacenamiento, las sales y los aceites permiten operar la planta a mayores temperaturas, obteniendo una mayor energía térmica y mejorando el rendimiento de la central. A diferencia de los aceites, las sales fundidas no son tóxicas, por lo que son ecológicamente amigables, y no son inflamables, por lo que su uso resulta idóneo para su uso en centrales operando a altas temperaturas [31].

El sistema de sales fundidas es por tanto el más usado en las centrales de torre central en la actualidad y constan de dos sistemas de almacenamiento, uno de sales frías y otro de sales calientes. Las sales frías son bombeadas desde su tanque de almacenamiento hasta la parte superior de la torre, refrigerando el receptor y aumentando su temperatura, absorbiendo energía y convirtiéndose en sales calientes. Son posteriormente bombeadas al tanque de almacenamiento de sales calientes, en contacto con el sistema de generación de potencia dónde se intercambia el calor con el fluido de trabajo del ciclo Rankine. Finalmente, las sales son retornadas al tanque de sales frías para repetir el proceso.

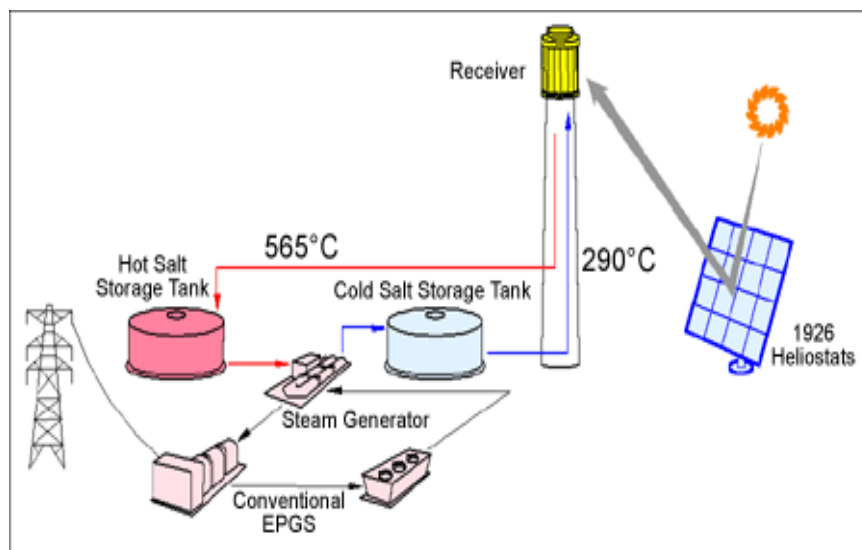


Fig. 1. 19. Esquema del ciclo del HTF en una central solar de tipo torre (Fuente: Google imágenes)

El sistema de almacenamiento de sales calientes hace posible la generación de energía incluso cuando no hay radiación siendo absorbida en el receptor. Esto constituye una gran ventaja frente a plantas renovables de energía intermitente. En la actualidad, los tanques de almacenamiento dotan a las centrales de hasta 15 horas de autonomía sin aporte solar [32].

Los receptores pueden clasificarse según el mecanismo implicado en la transferencia de energía a los HTF [27] dependiendo si el fluido es expuesto directamente a la radiación (intercambio directo) o si se hace uso de un elemento auxiliar (intercambio indirecto):

- De placa: la radiación incide sobre placas sobre las que van adosadas los tubos.
- Tubulares: la radiación incide directamente sobre los tubos.

Asimismo, los receptores pueden clasificarse de acuerdo a su naturaleza:

- Receptor exterior: estos receptores presentan un intercambio directo de la energía pues están compuestos por tubos exteriores sobre los que incide directamente la radiación solar. Esta exposición trae consigo una serie de pérdidas térmicas que producen que las temperaturas de trabajo no superen los 600°C [30]. En estas configuraciones, las sales fluyen de norte a sur de la torre (en el hemisferio norte) pues es en la cara norte donde se produce la mayor radiación incidente, presentándose las mayores temperaturas, esto se debe a que las sales presentan una mayor capacidad de absorción de calor cuando se encuentran frías. De recorrer el receptor en sentido contrario (de sur a norte) las sales irían incrementando gradualmente su temperatura hasta llegar al punto situado más al norte, donde la radiación es máxima, desaprovechando así los puntos de mayor incidencia de radiación [29].



Fig. 1. 20. Central Gemasolar, ejemplo de receptor exterior [32].

- Receptor de cavidad: estos receptores se caracterizan porque los tubos se encuentran alojados dentro de una cavidad dentro del receptor. Este hecho permite que los tubos se encuentren más protegidos y por tanto se produzcan menos pérdidas térmicas aumentando así la temperatura de operación y por tanto el rendimiento de la torre.



Fig. 1. 21. Receptor de cavidad. Planta Solúcar, Sevilla [33].

- Receptores volumétricos: ésta tecnología aún se encuentra en estudio pues su HTF lo componen gases como el aire (las centrales actuales suelen utilizar sales fundidas, mientras que en la antigüedad era el agua el fluido portador de calor). La radiación incide sobre una superficie porosa por la que el gas fluye, refrigerando el receptor y aumentando su temperatura.

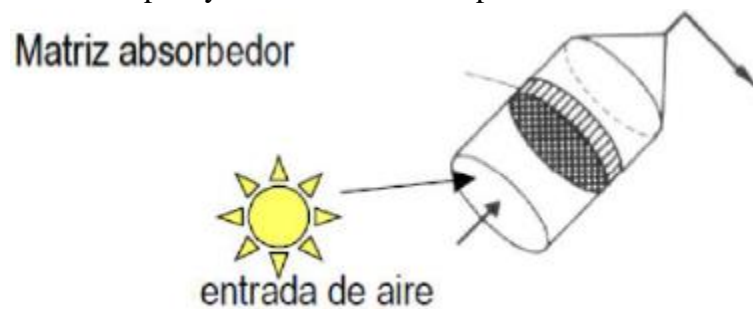


Fig. 1. 22. Receptor volumétrico, esquema [30].

- Receptor de lecho fluido: estos receptores utilizan partículas de materiales refractarios como superficies receptoras en contacto directo con el fluido. Suelen tener aplicaciones más ligadas a la química solar que a la generación eléctrica.

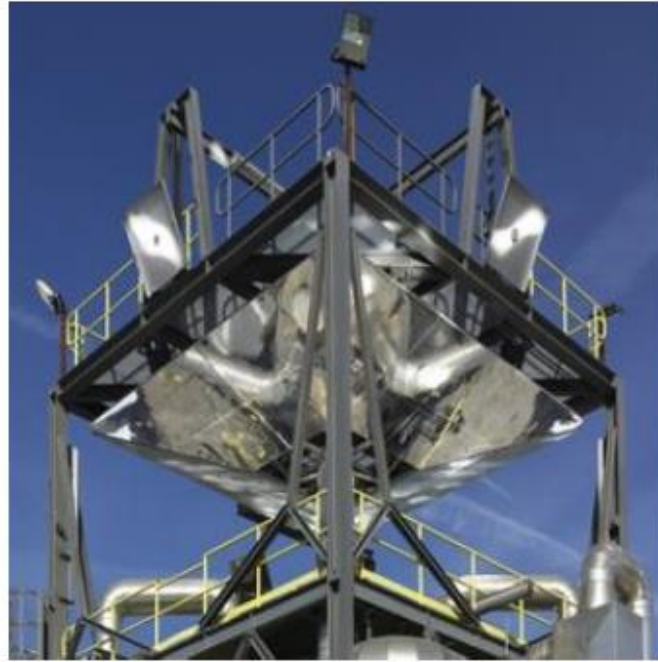


Fig. 1. 23. Receptor de lecho fluido [26].

1.3.3. Sistema de generación de Potencia

El sistema de generación de potencia de las centrales de tipo torre no difiere del de otras plantas de generación. Normalmente suele estar constituido por los siguientes elementos del ciclo Rankine (aunque en ciertas ocasiones presente aquellos de un ciclo Brayton):

- Generador de vapor
- Turbina de vapor
- Generador eléctrico
- Torre de refrigeración
- Centros de transformación

Gracias a las altas temperaturas, en este tipo de centrales es además posible la utilización de elementos para mejorar la potencia del ciclo como economizadores, sobrecalentadores y recalentadores.

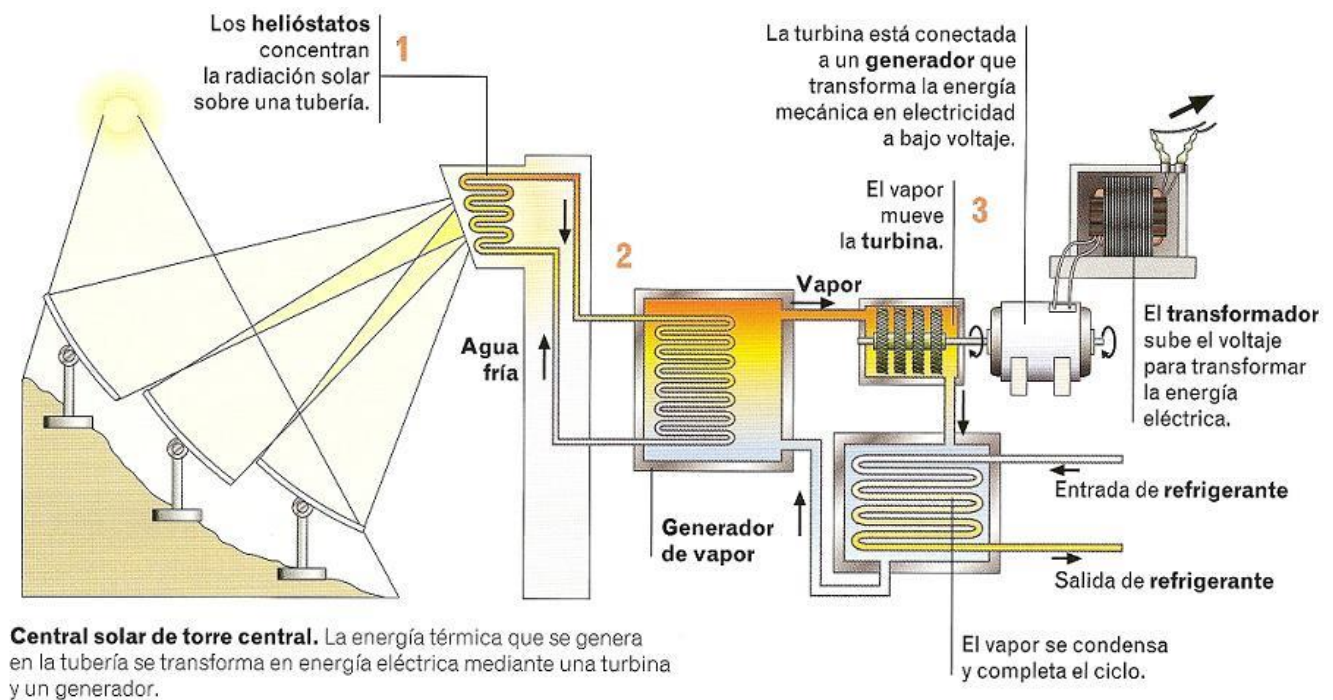


Fig. 1. 24. Esquema del funcionamiento de una central solar de tipo torre (Fuente: Google imágenes)

1.3.4. Estado del arte

En la actualidad, las centrales termosolares de tipo torre cuentan con más de 30 años de experiencia en la operación de generación de energía a gran escala. En 1981 nació la llamada Solar One, la primera central de generación de energía a gran escala SPT. Solar One, perteneciente al denominado proyecto solar compuesto también por Solar Two y Solar Tres, fue creada en el desierto de Mojave, en California EEUU por el departamento de energía estadounidense (DEO, *department of energy*) y proponía la generación de electricidad recolectando radiación en un punto y utilizándola para mover turbinas que generasen energía. Esta planta generaba una potencia de 10 MW de electricidad, haciendo uso de 1818 helióstatos y un área total de 72650 m². Solar One estuvo operativa hasta 1986.

En el año 1995 Solar One fue rediseñada y convertida en Solar Two, agregando un segundo anillo de helióstatos al campo solar (un total de 108 nuevos y más grandes helióstatos, sumando un área total de 82450 m² de superficie reflectante) e introduciendo el uso y almacenamiento de sales fundidas, un hecho pionero en la época, que proporcionaba a la central la habilidad, por primera vez, de producir energía solar incluso en horas exentas de sol. Solar Two funcionó de forma excepcional proporcionando 10 MW de potencia hasta el año 1999, cuando fue puesta fuera de servicio.



Fig. 1. 25. Central Solar One en el desierto de Mojave, California (Fuente: Google imágenes)

Los excelentes resultados de operación de Solar Two llevaron a la empresa Torresol Energy a construir en España Solar Tres, también denominada Gemasolar, localizada en la provincia de Sevilla. Gemasolar cuenta con la tecnología utilizada en las otras centrales del proyecto solar, con una superficie tres veces más grande que la de Solar Two, con un total de 2943 heliostatos y una superficie reflectante total de 240000 m².

Gemasolar produce en la actualidad 17 MW de potencia y cuenta con una autonomía de hasta 15 horas de producción sin necesidad de luz solar. El constante incremento en la eficiencia de la planta asegura la producción de energía de 4565 horas al año, 1.5-2 veces más que otras fuentes de energías renovables. Se estima que Torresol suministra energía limpia y segura a 25000 hogares, y que reduce las emisiones de CO₂ en más de 27000 toneladas cada año.



Fig. 1. 26. Central de Gemasolar en Sevilla, España [32].

1.4. Objetivos del proyecto

El presente trabajo consistirá en el análisis de la geometría de receptores de centrales termosolares de tipo torre, concretamente de la influencia de la separación entre sí de los tubos que los componen. Además, dicho análisis se llevará a cabo bajo diferentes perfiles térmicos, siendo estudiado para diferentes regímenes de radiación y temperatura, así como diferentes materiales y condiciones del fluido de trabajo.

Para ello, se estudiarán unas condiciones nominales de geometría, fluidos de trabajo y materiales. A partir de ellas, distintos parámetros serán variados para el análisis de las diferentes configuraciones de forma que se pueda estudiar la geometría bajo la acción de diferentes condiciones térmicas.

Para que las simulaciones puedan ser llevadas a cabo, se elaborarán diferentes modelos térmicos que permitan recrear el comportamiento de los mismos en este tipo de centrales.

1.5. Estructura del documento

El documento se divide en 5 capítulos:

- **Capítulo 1: Introducción y objetivos**

En él se introducirá el concepto de energías renovables, principalmente la energía solar y sus distintos tipos y se procederá al detallado análisis de las centrales solares de tipo torre, tipo de centrales en las que se centra este estudio. Además se plantearán los principales objetivos del caso de estudio.

- **Capítulo 2: Problemas en los receptores termosolares convencionales**

En este capítulo se entrará más en detalle en el funcionamiento de los receptores, concretamente en los actuales problemas que presentan y se planteará el problema de estudio.

- **Capítulo 3: Diseño del problema**

Aquí se plasmarán las condiciones de diseño del problema, como la geometría o las condiciones de contorno. Además se planteará el problema y su análisis paso a paso, pre-proceso, resolución y post-proceso.

- **Capítulo 4: Presupuesto**

Una estimación del presupuesto que ha conllevado el desarrollo del problema será desglosado en varios factores como costes directos, indirectos, etc.

- **Capítulo 5: Planificación del proyecto**

Mediante el uso de un Diagrama de Gantt se dispondrá de la organización del proyecto, el tiempo empleado en desarrollar cada una de las actividades en las que se ha dividido el proyecto, así como su desarrollo.

- **Capítulo 6: Conclusiones y trabajos futuros**

En este último capítulo se expondrán los resultados a los que se ha llegado tras el análisis, cómo han sido obtenidos y las conclusiones a las que se ha llegado. Además se plantearán nuevas líneas de investigación para completar el proyecto.

CAPÍTULO 2. PROBLEMAS EN LOS RECEPTORES TERMOSOLARES CONVENCIONALES

Como se ha introducido en el anterior capítulo, los receptores son los elementos más críticos en el correcto funcionamiento de las centrales termosolares. Son los receptores los encargados de captar la energía térmica del sol y transferirla al fluido de trabajo para su posterior conversión en electricidad. Es por tanto que los receptores son, a la vez, los elementos más importantes de la central y los que operan en condiciones de trabajo más extremas. Los receptores presentan una serie de limitaciones para un correcto funcionamiento [29]:

- Pico de flujo solar: Una de las ventajas de las centrales solares de concentración es su capacidad para trabajar a gran escala, utilizando así miles de heliostatos para reflejar la luz sobre el receptor central y aprovechar al máximo la luz solar. Sin embargo, para trabajar bajo condiciones de seguridad, el flujo solar máximo que es capaz de soportar el receptor es de 1.2 MW/m^2 . Este valor evita el sobrecalentamiento y el deterioro del material, aumentando así el tiempo de vida útil del receptor.
- Coeficiente de transferencia de calor por convección dentro de los tubos: el fluido de trabajo HTF absorberá la radiación emitida del sol mediante un proceso convectivo. Para asegurar el correcto proceso de transferencia de calor entre el tubo y el HTF, el flujo ha de ser turbulento, por lo tanto el número de Reynolds ha de estar en ese rango de operación, $Re \geq 4000$. Este régimen de flujo homogeniza el grosor de la temperatura del fluido dentro de los tubos, evitando así el sobrecalentamiento.
- Tensiones térmicas y tensiones derivadas de la presión: el cambio de temperatura del HTF dentro de los tubos trae consigo diferentes cambios de presión que pueden ser dañinos para dichos tubos. Para evitar fallos tensionales, los tubos deberán trabajar bajo los límites impuestos por la Asociación de Ingenieros Mecánicos de América (código ASME).

Los fallos debidos a las tensiones térmicas están relacionados con las propiedades mecánicas del material que conforma los tubos. La tensión térmica ha de ser menor que el 33% de la tensión última (UTS) para trabajar en condiciones seguras. De superar este valor, los tubos podrían sufrir fatiga y agrietamientos. Estas tensiones térmicas se pueden ver reducidas aplicando una reducción del espesor de los tubos, sin embargo éste espesor también está limitado por otras condiciones como las tensiones derivadas de la presión o el ritmo de corrosión del material, por lo tanto se deberá hacer un balance.

- Temperatura en el exterior de los tubos: si bien los tubos cumplen las condiciones para trabajar a altas temperaturas, se ha de asegurar que el exterior de estos tubos

se encuentre en todo momento a temperaturas más bajas para reducir pérdidas térmicas y asegurar un correcto funcionamiento del receptor.

- Temperatura de película: esta temperatura hace referencia a la capa del fluido más próxima a las paredes del tubo, que corresponde a la máxima temperatura de las sales dentro del tubo. Esta temperatura se considera igual a la temperatura de la pared del tubo, que no deberá superar los 600°C - 700°C (dependiendo del material). De superar esta temperatura, se podrán producir modificaciones de las propiedades mecánicas del material que conforma el tubo así como corrosión en el mismo.
- Temperatura del grueso: las sales han de mantenerse en estado líquido en todo momento por lo que han de trabajar en el rango 270°C - 580°C para evitar su congelación dentro de los tubos y reducir la descomposición de las sales.

Estas limitaciones no siempre pueden ser controladas: las condiciones atmosféricas y climatológicas de una central en un determinado emplazamiento geográfico se pueden ver variadas de la media estimada en días de máxima incidencia solar (en los meses de verano) derivando en condiciones de operación fuera del marco de seguridad establecido por las limitaciones de este tipo de centrales. Operar fuera de los límites de seguridad supone el fallo del receptor que, eventualmente, acabará rompiéndose.

Además, como los tubos reciben la radiación del sol sólo por su parte exterior (parte de los tubos situada de cara al aire exterior, frente a la superficie de cara al receptor), éstos están sometidos a altos flujos de calor no uniformes que resultan en gradientes de temperatura en sus paredes [34]. Estos gradientes pueden resultar en grandes tensiones térmicas que supondrían el fallo del receptor. Es por tanto necesario disminuir los gradientes de temperatura entre los diferentes puntos de los tubos para evitar las grietas y la ruptura del receptor.

2.1. Planteamiento del problema

En los receptores de las centrales actuales existen diversos factores que delimitan la actuación del receptor, limitando así la capacidad total de generación de energía de la planta. Además se ha observado que la geometría de los tubos que conforman estos receptores se ha modelado de forma arbitraria en relación a su diámetro, sin ningún tipo de argumento que sustente dicho diseño de la geometría. La geometría de la parte tubular de los receptores actuales se compone de una serie de paneles adyacentes sobre los que

se encuentran los tubos. Estos tubos están separados entre sí una distancia proporcional al diámetro exterior de los mismos.

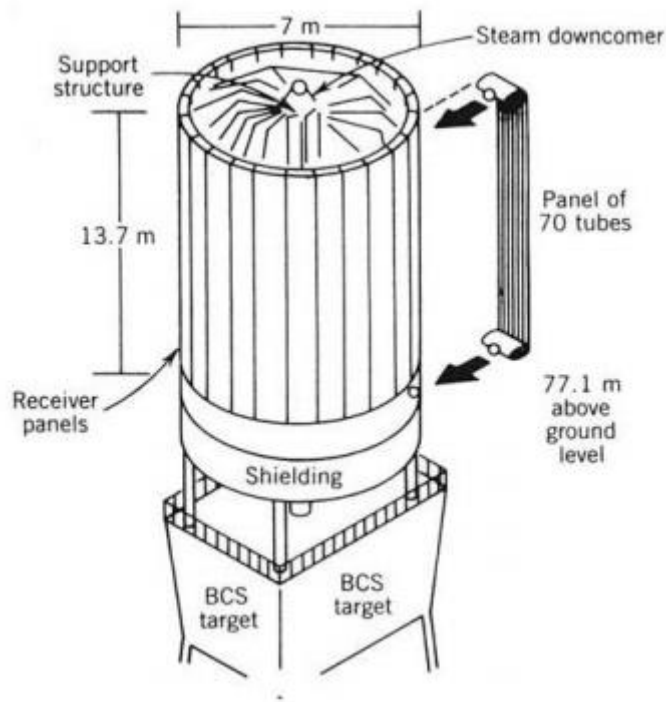


Fig. 2. 1. Esquema de la estructura del receptor tubular Solar One, con un panel separado para su visualización [35].

Es lógico asumir que cuanto menor sea la separación entre los tubos, menor será el coste del receptor, pues su tamaño se vería disminuido. Sin embargo, una separación entre los tubos muy pequeña supondría que los tubos se encontrarían casi en contacto, llegando incluso a actuar como un sólido rígido y ante pequeñas dilataciones se podrían producir choques entre tubos adyacentes dando lugar a condiciones inseguras de trabajo.

Para asegurar que estos choques entre tubos no se produzcan, en los diseños actuales de receptores centrales se ha establecido una separación mínima entre tubos, que varía desde el 8% hasta el 14% del diámetro exterior de los tubos, dependiendo de la central [14]. Sin embargo, estas separaciones no han sido estudiadas y se basan en especulaciones.

En el presente trabajo se pretende estudiar la influencia de la separación lateral de los tubos de un receptor de una central solar de tipo torre en sus condiciones de operación. Esta separación puede ser determinante en las tensiones mecánicas del receptor, aumentando o disminuyendo las condiciones de seguridad del mismo. Además, determinará la geometría global del receptor, pudiéndose así reducir o encarecer los costes de la central.

CAPÍTULO 3. SIMULACIÓN NUMÉRICA

En este capítulo se establecen las diversas simulaciones llevadas a cabo para la resolución del problema planteado.

Se describe la geometría del caso de estudio, basada en centrales termosolares de tipo torre en funcionamiento actualmente. Asimismo, se establecen los diferentes parámetros de actuación de la simulación, como el material de los tubos del receptor, los fluidos de trabajo o las condiciones térmicas de éstos y del ambiente exterior. El presente trabajo pretende analizar la influencia de la separación entre los tubos adyacentes en los receptores de las centrales solares de tipo torre, para ello, además de todos los parámetros mencionados anteriormente, se dispondrán una serie de geometrías (similares, con variaciones entre las separaciones traseras y entre tubos) para ser analizadas con un software de dinámica fluidocomputacional. Finalmente, se expondrán los resultados tras el análisis de las simulaciones.

Cabe destacar que éste proyecto analiza únicamente algunos de los parámetros de los receptores de las centrales solares en relación a la variación de distancia entre tubos, por lo tanto se trata de un trabajo preliminar que debe ser continuado en trabajos futuros para un correcto análisis del comportamiento de este tipo de centrales bajo diversas condiciones.

El análisis del problema se llevará a cabo haciendo uso del software de dinámica fluidocomputacional ANSYS Fluent. Este software permite la resolución de ecuaciones necesarias para el estudio de la interacción del fluido HTF con los tubos, así como la distancia entre tubos, mediante la resolución de ecuaciones y algoritmos. Estas ecuaciones serán estudiadas más a fondo en el apartado 3.3.1. Ecuaciones.

3.1. Descripción de la geometría a estudiar

En este apartado se plantea la geometría analizada en las simulaciones. Esta geometría se basa en aquella de la central Gemasolar en Sevilla, y sus principales parámetros se recogen en la tabla 3.1:

TABLA 3.1. GEOMETRÍA NOMINAL DEL RECEPTOR		
Altura del Receptor	H_{receptor} [m]	10.5
Diámetro del Receptor	D_{receptor} [m]	8.5
Diámetro exterior de los tubos	D_e [m]	0.033
Diámetro interior de los tubos	D_i [m]	0.0297
Distancia entre tubos	B	8% D_e

Separación Lateral	SL	4% D_e
Separación Trasera	ST	5% D_e
Separación Delantera	SD	5% D_e
Longitud	L [mm]	500
Número de tubos por panel	N_t	41
Número de paneles	N_P	18
Flujo másico total	\dot{m}_t [Kg/s]	290 kg/s

Tabla 3. 1. Geometría del receptor solar.

Parámetros como el número de paneles han tenido que ser calculados para amoldarse a la geometría escogida. Para ello, se ha calculado el perímetro total del receptor, y se ha calculado cuántos paneles caben en él, calculando las medidas de cada panel en función del número de tubos que aloja y las separaciones entre éstos.

Perímetro total del receptor:

$$p_{receptor} = 2 \cdot \pi \cdot \frac{D_{receptor}}{2} = \pi \cdot 8.5m = 26.70 m \quad (3.1)$$

Perímetro de cada panel (basado en el número de tubos por panel y teniendo en cuenta las separaciones):

$$p_{panel} = (33 \text{ mm} + 8\% \cdot 33 \text{ mm}) \cdot 41 = 1.46124 m \quad (3.2)$$

Número de paneles:

$$p_{panel} = \frac{p_{receptor}}{N_{paneles}}; \quad N_{paneles} = \frac{p_{receptor}}{p_{panel}} = 18.2721 \approx 18 \text{ paneles} \quad (3.3)$$

Estos parámetros constituyen la geometría en 3D, sin embargo, para el análisis del presente estudio, se ha de amoldar la geometría al caso bidimensional. La simplificación para el caso 2D se realiza para una simulación más eficaz del problema, tomando los tubos como homogéneos a lo largo de su eje longitudinal. La adaptación del receptor al caso bidimensional se muestra en la figura 3.1.

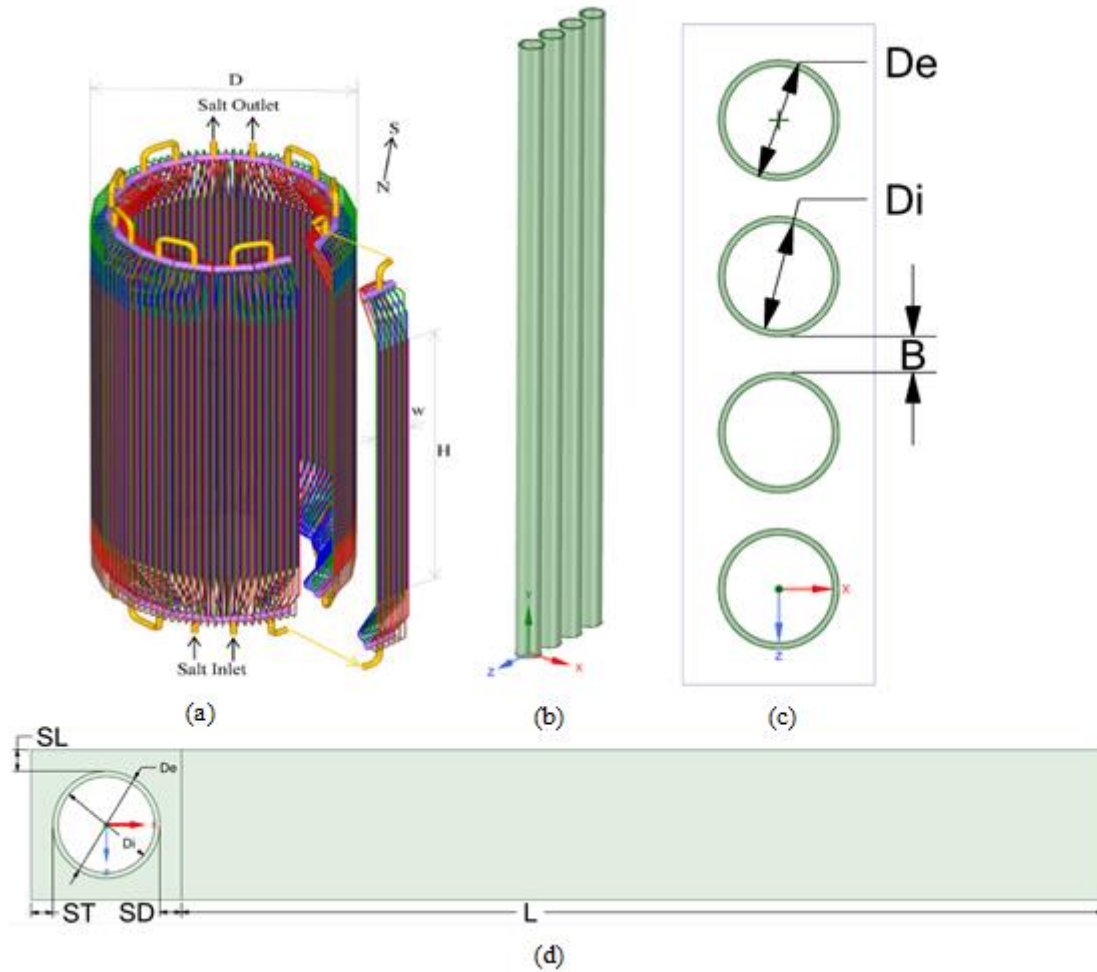


Fig. 3. 1. Geometría del receptor. De izquierda a derecha: receptor entero (a), detalle de los tubos (b), corte transversal de los tubos (c) y geometría bidimensional (d) [29].

La figura 3.1.a. muestra el receptor tubular entero, con uno de los paneles separados. La figura 3.1.b. muestra el detalle de los tubos en el panel, recorriendo transversalmente el panel de arriba a abajo. La figura 3.1.c. muestra un corte en la sección de los tubos, que deja ver su disposición (diámetros interior y exterior y separación entre tubos, B). Finalmente la figura 3.1.d. muestra la simplificación bidimensional del caso, donde SL representa la mitad de la separación entre tubos ($SL = B/2$), ST muestra la separación entre los tubos y la parte trasera del receptor (pared rerradiante, será estudiada más adelante) y L representa el ambiente exterior cercano a los tubos.

La geometría forma parte, junto a la malla, del pre-proceso de las simulaciones. Dicho pre-proceso se lleva a cabo mediante la herramienta de ANSYS: Workbench. Con esta herramienta es posible llevar a cabo todos los pasos necesarios antes de la resolución del caso. Se comienza definiendo la geometría que constituye los límites físicos del problema y, seguidamente, el dominio del problema se divide en celdas discretas (malla mediante volúmenes de control) [36].

3.2. Descripción de la malla

La fluidodinámica computacional estudia generalmente los problemas mediante el método de los volúmenes finitos (método de discretización) donde el dominio es discretizado en pequeños volúmenes llamados volúmenes de control y el problema es resuelto para cada uno de estos volúmenes [37].

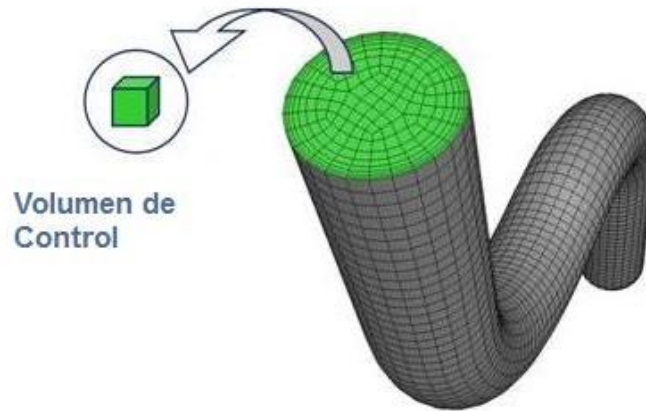


Fig. 3. 2. Volumen de control de un cuerpo [37].

La discretización mediante el método de volúmenes finitos utiliza la formulación integral de las ecuaciones. Las ecuaciones integrales, aproximadas mediante cuadraturas, se aplican a los diferentes volúmenes de control. Este método supone volúmenes de control conservativos por construcción, lo que implica que todos los términos aproximados tienen un sentido físico claro [38]. Este método muestra dificultades a la hora de obtener esquemas de alto orden en 3D debido a que requiere tres niveles de aproximación: interpolación, diferenciación e integración. Esto no supondrá un problema en el presente caso de estudio pues el análisis se llevará a cabo en 2D.

Existen varios tipos de mallas:

- Mallas estructuradas: formadas por varios volúmenes de control que pueden ser identificados mediante un grupo de índices ordenados (i,j) en el caso 2D. Equivalen a mallas simples en el que cada nodo P tiene 4 vecinos en 2D que pueden ser localizados variando los índices (i,j) de P en ± 1 . Existen subdivisiones dentro de las mallas estructuradas dependiendo de cómo sea la deformación que es necesario aplicar a una malla cartesiana para obtenerlas: mallas tipo O, tipo C y tipo H. Las mallas tipo O presentan estructuras circulares, las tipo C presentan una estructura en forma de C y el resto de mallas son denominadas tipo H [38].

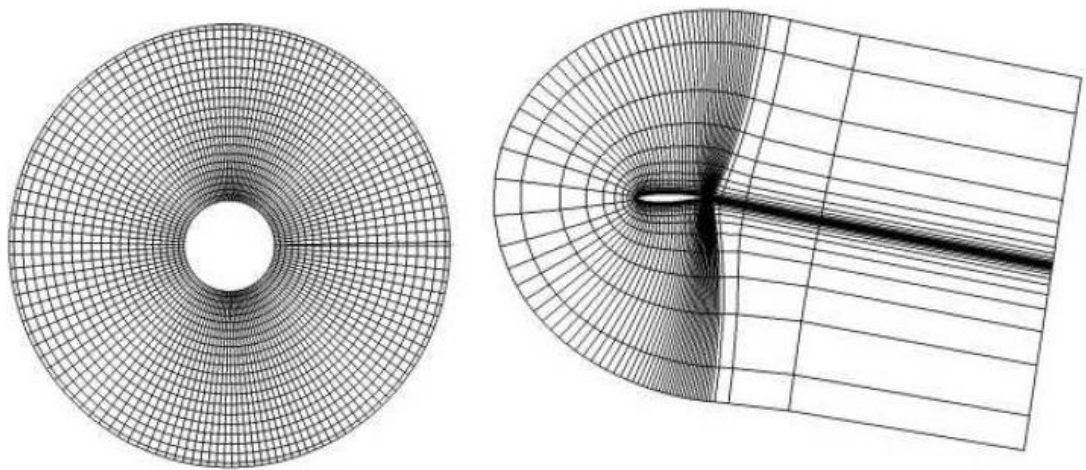


Fig. 3. 3. Ejemplos de mallas estructuradas de tipo O y tipo C [38].

- Mallas no estructuradas: se trata de mallas adaptadas arbitrariamente al dominio utilizadas en geometrías complejas. Estas mallas se construyen mediante triángulos o cuadriláteros en 2D y mediante el uso de tetraedros o hexaedros en el caso tridimensional.
- Mallas híbridas: resultan de una combinación de las dos anteriores.

El caso de estudio se resolverá mediante el uso de una malla estructurada. La geometría no es demasiado compleja por lo que el uso de esta malla dará mejores resultados. Para unos mejores resultados, la malla ha de ser refinada. Esto implica la creación de celdas más pequeñas que se van agrandando a medida se alejan del foco o punto importante. En este caso, el foco se localizará en el origen de coordenadas, en el centro del tubo. De este modo, las celdas de la malla contiguas al origen (la malla de la parte del tubo) tendrán un menor tamaño que aquellas ubicadas más alejadas.



Fig. 3. 4. Malla de la Geometría Nominal

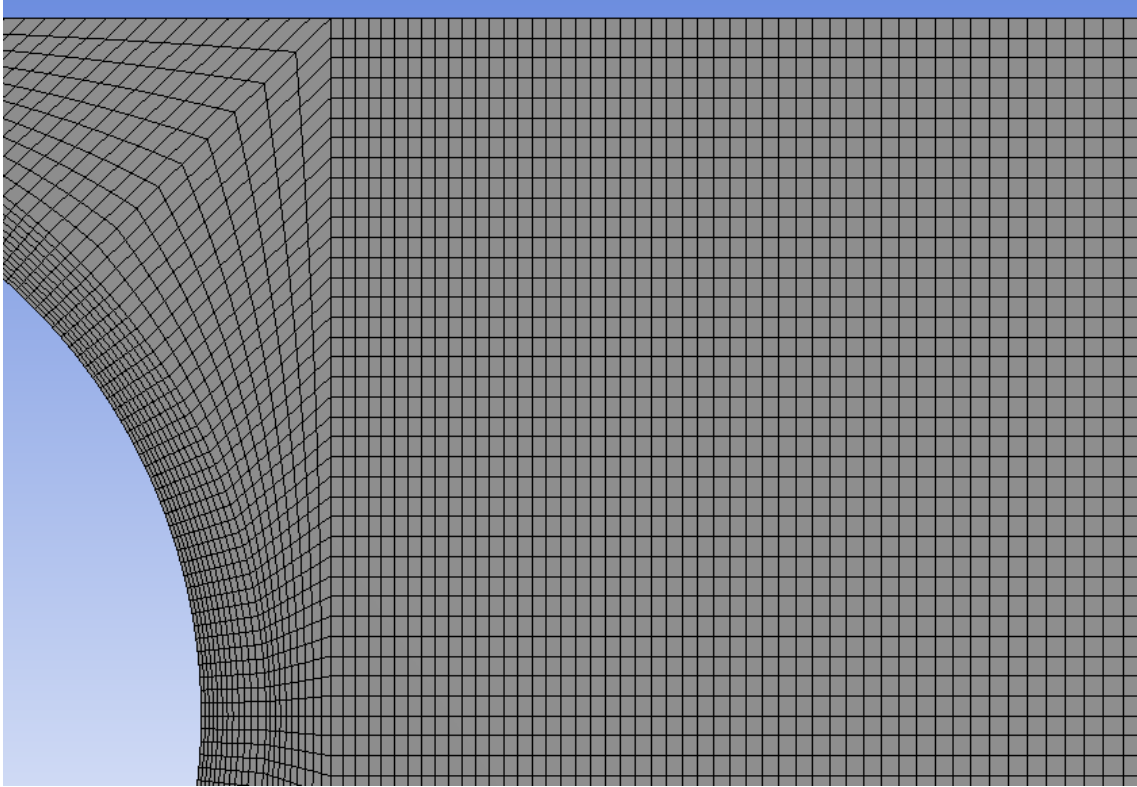


Fig. 3. 5. Malla de la Geometría Nominal (detalle).

La malla será de tipo O en la parte del tubo y cartesiana (paralela a los ejes cartesianos) en el resto del dominio. Además, contará con un número de elementos igual a 27160. Es observable en la figura 3.5. cómo las celdas van aumentando de tamaño a lo largo del eje x, produciéndose así el refinamiento. Para lograr este refinamiento, las diferentes superficies se dividieron en celdas y se utilizó un factor “bias” para concentrar el mayor número de celdas en las zonas indicadas.

Para analizar el correcto funcionamiento de la malla en los resultados, es necesario llevar a cabo un análisis de sensibilidad de la malla. Este análisis se basa en analizar el comportamiento de diferentes mallas, con diferentes densidades de elementos cerca de los puntos de estudio (en este caso, el tubo) ante las condiciones del problema.

Para el análisis de sensibilidad se ha escogido la variable de la temperatura, aunque otras variables de interés como la radiación incidente o el flujo de calor generan resultados similares. La figura 3.6 muestra el comportamiento de la malla tras las variaciones de densidad de elementos en las proximidades del tubo, que se reduce a una variación del número total de elementos. Se puede observar que una malla con pocos elementos conlleva resultados inconsistentes, pues en el intervalo 0-10000 elementos la variable de la temperatura variable notoriamente conforme la malla se va refinando.

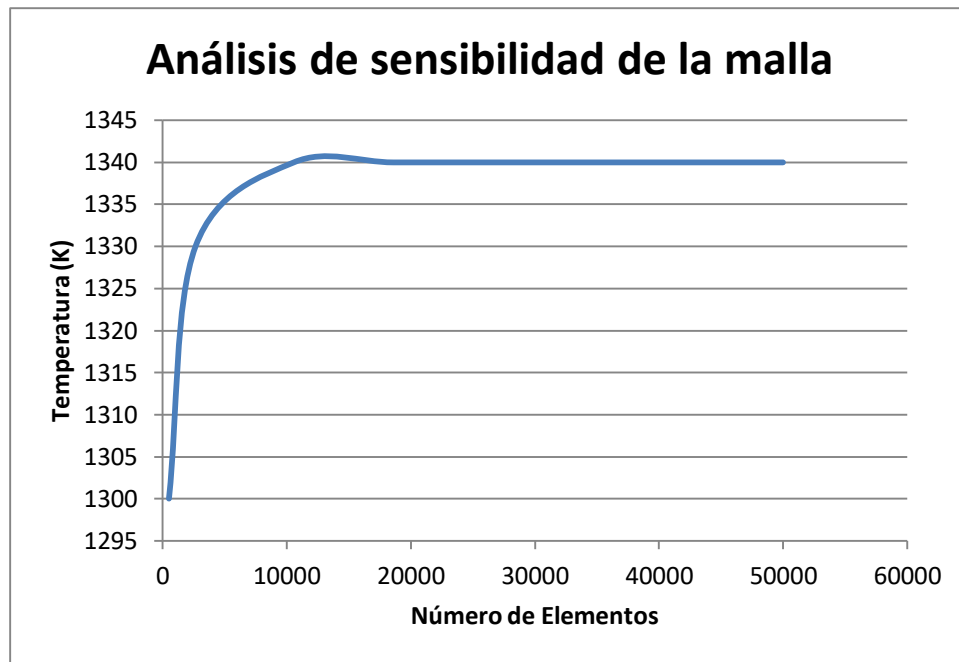


Fig. 3. 6. Análisis de sensibilidad de la malla (Temperatura en el tubo exterior vs número de elementos).

El análisis de sensibilidad muestra que la malla utilizada en la resolución del problema es adecuada, pues cuenta con 27160 nodos y la malla presenta soluciones estables a partir de 20000 nodos.

3.3. Materiales de la simulación

La simulación consta de varios materiales que han de ser definidos. Por un lado están los materiales que conforman el tubo (rojo en la figura 3.7), que han de ser capaces de resistir altas temperaturas para asegurar su funcionamiento. Por otro están los fluidos, tanto el fluido caloportador que circula por dentro de los tubos (HTF, amarillo en la figura 3.7) como el fluido exterior que simula el ambiente alrededor de la central (verde en la figura 3.7).



Fig. 3. 7. Geometría de la simulación con los diferentes materiales.

3.3.1. Tubos

El material de los tubos es posiblemente el parámetro de diseño más crítico, pues estos han de soportar elevadas temperaturas de operación. Debido a estas altas temperaturas,

los tubos se encuentran sometidos no solo a un gran estrés térmico sino, además, a la acción corrosiva de las sales en posible descomposición [26].

Varios materiales fueron estudiados: Incoloy 800H, Inconel 625-LCF y Haynes 230. Todos estos materiales cuentan con una trayectoria en el sector térmico que resulta en un alto grado de investigación y buenos resultados: el Inconel 625-LCF fue estudiado por la industria tras el cierre de la planta Solar Two como un posible material para las futuras generaciones [39] y Haynes 230 ha sido recientemente establecido como un material con un prometedor uso para la tecnología de torres centrales y discos parabólicos que permite trabajar con temperaturas cercanas a los 800°C [26].

Las propiedades de éstos materiales se recogen en la siguiente tabla:

TABLA 3.2. PROPIEDADES DE VARIOS MATERIALES			
Incoloy 800 H	Densidad	ρ [kg/m ³]	7950
	Calor Específico	Cp [J/(Kg·K)]	460
	Conductividad Térmica	k[W/(m·K)]	18.3
Inconel 625 LCF	Densidad	ρ [kg/m ³]	8440
	Calor Específico	Cp [J/(Kg·K)]	553
	Conductividad Térmica	k [W/(m·K)]	18.3
Haynes 230	Densidad	ρ [kg/m ³]	8970
	Calor Específico	Cp [J/(Kg·K)]	486
	Conductividad Térmica	k [W/(m·K)]	20.4
Aluminio	Densidad	ρ [kg/m ³]	2719
	Calor Específico	Cp [J/(Kg·K)]	871
	Conductividad Térmica	k [W/(m·K)]	202.4

Tabla 3. 2. Propiedades de los materiales que conforman los tubos del receptor [47] [50] [53].

3.3.2. Fluidos

Los fluidos de las simulaciones serán dos: el aire exterior que rodea a la central y las sales que conforman el fluido caloportador.

Las sales constituyen el elemento encargado de derivar el calor hacia el intercambiador para la posterior extracción de energía. Es la sal el fluido escogido para ser trasladado por el interior de los tubos por su alta eficiencia energética desde el punto de vista termodinámico. Esto es debido a que las sales son capaces de trabajar a altas temperaturas en estado líquido a diferencia del agua, comúnmente usada en otro tipo de centrales donde la luz solar es directamente concentrada sobre sistemas contenidos de este elemento. Otra alternativa tenida en cuenta a la hora de elegir el fluido de trabajo fueron los aceites, pero estos fueron descartados por su impacto medioambiental y su alta inflamabilidad [40].

Las sales escogidas para el desarrollo de este problema son las denominadas “sales solares” (Solar Salt) que están compuestas por una mezcla de NaNO₃ (60%) y KNO₃ (40%) [41]. Estas sales cuentan con varias ventajas siendo una de ellas su alta capacidad

de almacenamiento. Debido a sus cualidades térmicas, estas sales se convierten en el fluido idóneo para el almacenamiento energético requerido en este tipo de centrales.

Otra de las ventajas de las sales es que presentan una menor corrosión que el agua, por lo que el tiempo de vida útil del receptor de la central se verá mejorado. Además, las sales destacan por su bajo coste y por su experiencia previa comercial en el sector, siendo estas usadas en el proyecto Solar Two en 1995 [26].

3.3.2.1. Propiedades de la sal solar

Estas sales, de acuerdo a los fabricantes, trabajan en estado líquido desde los 260°C hasta los 600°C [41] y cuentan con las siguientes propiedades en ese estado:

- Densidad

$$\rho_{sal} = 2090 - 0.636 \cdot (T(K) - 273.15) \left[\frac{kg}{m^3} \right] \quad (3.4)$$

- Calor específico

$$Cp_{sal} = 1443 + 0.172 \cdot (T(K) - 273.15) \left[\frac{J}{Kg \cdot K} \right] \quad (3.5)$$

- Viscosidad dinámica

$$\mu_{sal} = \frac{22.714 - 0.12 \cdot (T(K) - 273) + 2.281 \cdot 10^{-4} \cdot (T(K) - 273)^2}{1000} - \frac{1.474 \cdot 10^{-7} \cdot (T(K) - 273)^3}{1000} [Pa \cdot s] \quad (3.6)$$

- Conductividad térmica

$$k_{sal} = 0.443 + 1.9 \cdot 10^{-4} \cdot (T(K) - 273.15) \left[\frac{W}{m \cdot K} \right] \quad (3.7)$$

3.3.2.2. Parámetros adimensionales asociados

Con las propiedades de las sales evaluadas a la temperatura nominal, se pueden calcular los números de Prandtl y de Reynolds, parámetros adimensionales que serán necesarios para plantear el problema térmico.

- Número de Prandtl

$$Pr = \frac{Cp \cdot \mu}{k} \quad (3.8)$$

- Número de Reynolds

$$Re = \rho \cdot V \cdot \frac{D_i}{\mu} \quad (3.9)$$

Donde ρ, μ y D_i son datos conocidos y la velocidad V puede ser obtenida a partir del gasto másico:

$$\dot{m} = \rho \cdot V \cdot A \quad V = \frac{\dot{m}}{\rho \cdot A} \quad (3.10)$$

El área puede calcularse a partir del dato del diámetro interior:

$$A = \pi \cdot \frac{D_i^2}{4} \quad (3.11)$$

Por lo tanto:

$$V = \frac{\dot{m}_{1tubo}}{\rho \cdot A} = \frac{\frac{\dot{m}_{total}}{N_{tubos1panel} \cdot N_{paneles}}}{\rho \cdot \pi \cdot \frac{D_i^2}{4}} \quad (3.12)$$

Donde \dot{m}_{total} es el gasto másico total de la central, $N_{tubos1panel}$ es el número de tubos en un panel, y $N_{paneles}$ es el número total de paneles, calculando así el gasto másico que circula por cada tubo.

El número de Reynolds se calcula por tanto:

$$Re = \rho \cdot \frac{\frac{\dot{m}_{total}}{N_{tubos1panel} \cdot N_{paneles}}}{\rho \cdot \pi \cdot \frac{D_i^2}{4}} \cdot \frac{D_i}{\mu} = \frac{\frac{\dot{m}_{total}}{N_{tubos1panel} \cdot N_{paneles}}}{\pi \cdot \frac{D_i}{4}} \cdot \frac{1}{\mu} \quad (3.13)$$

3.3. Simulación CFD

La fluidodinámica computacional (del inglés CFD, *Computational Fluid dynamics*) estudia el análisis numérico de flujos fluidos, transferencia de calor y otros fenómenos asociados (como reacciones químicas) mediante simulaciones por ordenador [42].

CFD es una manera de aplicar métodos de una disciplina (análisis numérico) a otra (intercambio de calor, fluidodinámica) y es necesaria para el estudio de aquellos problemas que no pueden ser resueltos de forma analítica o experimental o presentan dificultades elevadas en este tipo de enfoques [43]. Además, el uso del análisis CFD supone una reducción de tiempos de operación y costes de nuevos diseños, y la capacidad

de experimentar con condiciones de trabajo extremas que no serían posibles en el caso de ensayos experimentales [44].

El análisis CFD es una técnica que incluye aplicaciones típicas en diversos sectores como: industria de procesos (ingeniería química), aerodinámica de aviones e hidrodinámica de barcos, ingeniería biomédica (flujo de la sangre por venas y arterias), hidrología y oceanografía (flujo en ríos, océanos, etc.) o plantas de potencia (combustión interna y turbinas de gas) [44].

El análisis CFD se compone de 3 elementos principales:

1. Pre-proceso: geometría, malla y condiciones de contorno.
2. Resolución de ecuaciones: análisis numérico de las ecuaciones que rigen la fluidomecánica en el dominio estudiado.
3. Post-proceso: análisis del resultado de las simulaciones.

En este apartado se plantearán las principales ecuaciones resueltas en el análisis CFD en el programa ANSYS para el correcto estudio del caso, así como las condiciones de contorno aplicadas y los diversos casos simulados.

3.3.1. Ecuaciones

La herramienta de resolución de ANSYS es Fluent. En este módulo se definen los modelos físicos que rigen el problema térmico a ser analizado, esto es, se especifica el comportamiento de los fluidos y diferentes superficies existentes en el dominio del problema [36]. Existen varios modelos que pueden ser utilizados con la herramienta Fluent, siendo el modelo turbulento y el modelo de radiación los utilizados en el presente caso y que por tanto requieren el estudio de sus ecuaciones:

3.3.1.1. Modelo turbulento

Es necesario en este problema para asegurar un flujo de calor apropiado entre las sales y las paredes del tubo. De esta forma, se homogeniza la mayoría de la temperatura y se previene el sobrecalentamiento de los tubos [29]. Será resuelto mediante el método k- ξ , que es un modelo semi-empírico basado en modelar las ecuaciones de transporte a partir de su energía cinética turbulenta (k) y su razón de disipación (ξ) [45]. Los valores de k y ξ se obtienen de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\rho k) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho k u_i) = \\ = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + G_k + G_b - \rho \epsilon - Y_M + S_k \end{aligned} \quad (3.14)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\rho\epsilon) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho\epsilon u_i) = \\ = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\epsilon} \right) \frac{\partial \epsilon}{\partial x_j} \right] + C_{1\epsilon} \frac{\epsilon}{k} (G_k + C_{3\epsilon} G_b) - C_{2\epsilon} \rho \frac{\epsilon^2}{k} \\ + S_\epsilon \end{aligned} \quad (3.15)$$

En estas ecuaciones, G_k representa la generación de energía cinética turbulenta debido a los gradientes de velocidad. G_b representa la energía cinética turbulenta debido al empuje. Y_M representa la contribución de la dilatación en régimen turbulento incompresible con respecto a la disipación general. $C_{1\epsilon}$, $C_{2\epsilon}$ y $C_{3\epsilon}$ son constantes. σ_k y σ_ϵ son los números de Prandtl para k y ϵ , respectivamente. [45]

La viscosidad turbulenta μ_t se computa del siguiente modo:

$$\mu_t = \rho C_\mu \frac{k^2}{\epsilon} \quad (3.16)$$

Donde C_μ es una constante.

Las constantes toman los valores:

$$C_{1\epsilon}=1.44 \quad C_{2\epsilon}=1.92 \quad C_\mu=0.09 \quad \sigma_k=1.0 \quad \sigma_\epsilon=1.3$$

➤ Función de pared:

La función de pared hace referencia al modelaje de las paredes que irrumpen el flujo turbulento. El buen diseño de las paredes mediante diversas funciones es necesario para reducir la presencia de dichas paredes, que afectan a la velocidad del fluido por la propiedad antideslizante en su superficie. El alto gradiente de velocidad en estas zonas supone un incremento de las turbulencias, producidas por la viscosidad inherente [22].

Es por esto que en las zonas cercanas a la pared la malla cobra mayor importancia, siendo necesario un refinamiento en las zonas cercanas a la pared para conseguir una buena representación del flujo.

Las paredes pueden ser modeladas de dos maneras [22]:

- La parte interna de la pared, afectada por la viscosidad, puede quedar sin resolver, utilizando fórmulas semiempíricas conocidas como “funciones de pared” para homogeneizar la parte interna con el flujo turbulento. El uso de las funciones de pared supone el uso de los modelos de turbulencia sin alterar, para que tengan en cuenta la presencia de la pared. Este método se conoce como “Wall Function Approach”.

- Modificación de los modelos turbulentos para permitir la resolución de la zona interna afectada por la viscosidad mediante una malla. Este método, conocido como “Near-Wall

Model Approach” necesita que el modelo turbulento sea válido en toda la zona cercana a la pared.

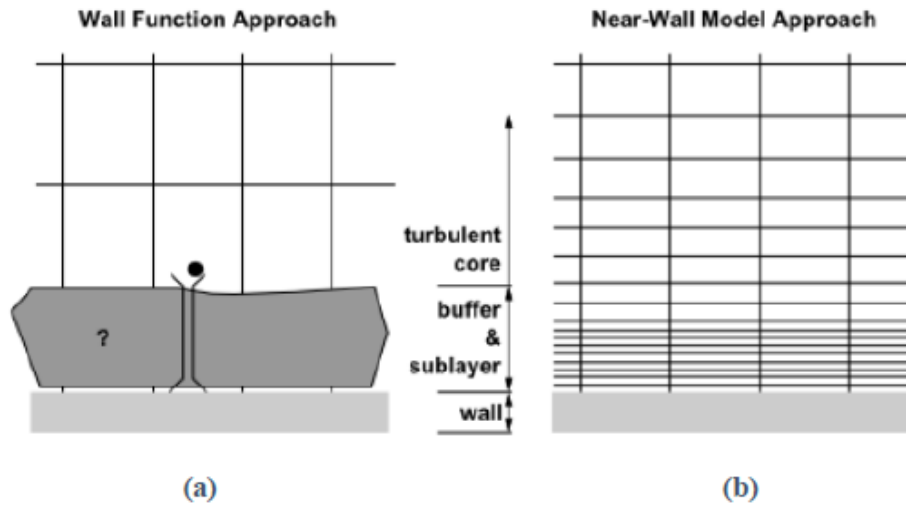


Fig. 3. 8. Funciones de pared. (a) “Wall Function Approach, (b) “Near-Wall Model Approach [22].

En el presente caso de estudio se ha utilizado la función de pared “Enhanced Wall Treatment” (modelo de tratamiento de pared reforzado), que combina un modelo de dos capas resuelto hasta la capa viscosa y que consigue soluciones consistentes en todos los valores del dominio [46].

3.3.1.2. Modelo de radiación

Es necesario activarlo para que los efectos de la radiación del aire exterior, así como la reflejada por el campo de heliostatos, sean tenidos en cuenta. El modelo de radiación escogido será el DO (*Discrete Ordinates*, ordenadas discretas). Este modelo resuelve las ecuaciones radiativas para un número finito de ángulos, cada uno asociado con un vector dirección \vec{s} en el sistema cartesiano global (x, y, z). Además resuelve tantas ecuaciones de transporte como hay direcciones \vec{s} [46].

El modelo DO considera la ecuación de radiación como sigue:

$$\begin{aligned} \nabla \cdot (I(\vec{r}, \vec{s}) \vec{s}) + (a + \sigma_s) I(\vec{r}, \vec{s}) = \\ = an^2 \frac{\sigma T^4}{\pi} + \frac{\sigma_s}{4\pi} \int_0^{4\pi} I(\vec{r}, \vec{s}') \Phi(\vec{s} \cdot \vec{s}') d\Omega' \end{aligned} \quad (3.17)$$

3.3.2. Condiciones de contorno

Las condiciones de contorno simulan el modelo térmico asociado al problema que queremos resolver. Para ello, se dividirá la geometría en distintas zonas que se modelarán con distintas condiciones de contorno para asemejar el caso a un problema térmico real.

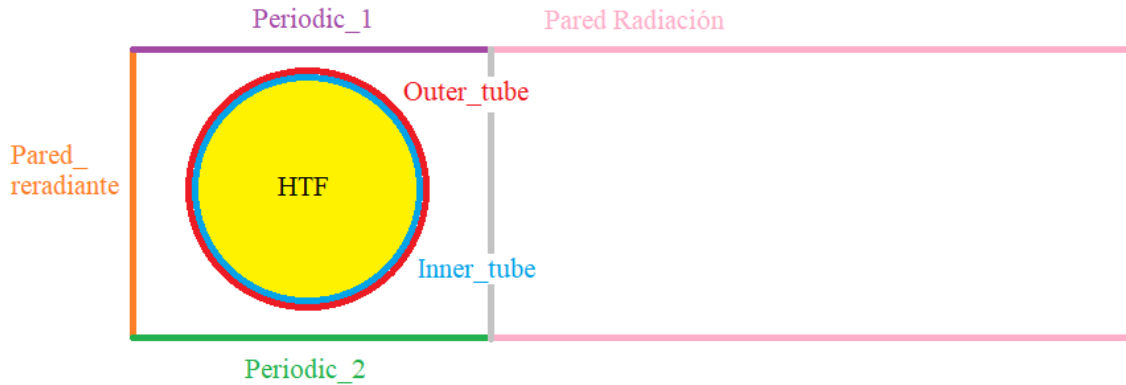


Fig. 3. 9. Superficies asociadas a las condiciones de contorno.

Nota: la pared radiante continúa a lo largo de toda la dimensión L, pero se ha acortado para simplificar y para obtener una mejor visualización de las zonas.

Se estudian las siguientes zonas:

- Pared rerradiante:

Esta pared se encuentra localizada en la parte trasera del tubo y se modelizará como un cuerpo gris. Este cuerpo gris se modela con una emisividad de valor, menor que 1, constante, que en este caso tomará el valor $\xi=0.87$. Cabe recordar que la emisividad de un material muestra la radiación térmica emitida por una superficie o cuerpo real a causa de su temperatura [49]. Esta superficie se modela como un cuerpo gris ya que no toda la radiación térmica recibida por esta superficie ha de ser reflejada, una parte de esta radiación ha de ser absorbida. El flujo de calor en esta superficie será igual a cero.

- Periodic_1 y Periodic_2:

Estas superficies toman este nombre pues se modelarán como superficies periódicas debido a la simplificación geométrica del modelo. El problema trata de estudiar el comportamiento de los tubos localizados uno a continuación de otro. Con este modelo de periodicidad es posible modelar este comportamiento periódico con una geometría basada en un único tubo.

- Pared Radiación:

Estas zonas se modelarán como una sola y constituirán el modelo de radiación. Éste modelo pretende asemejar las condiciones radiativas del aire fuera de los tubos, calentado por la superficie de heliostatos y por el propio sol.

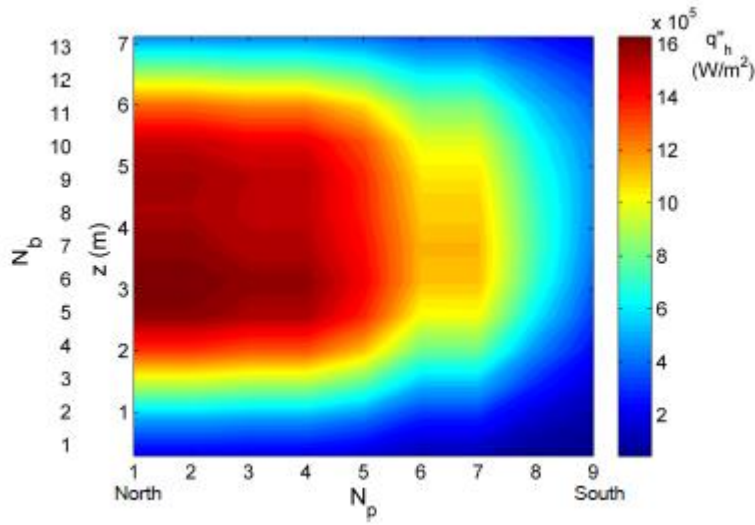


Fig. 3. 10. Mapa de radiación de un receptor de una central de tipo torre [48].

La Figura 3.8. muestra un mapa de radiación de una central solar con características similares a la presente estudiada. A partir de estos datos, la temperatura de radiación se puede calcular de la siguiente manera:

$$q_{rad}'' = \sigma \cdot \epsilon \cdot T^4 \quad (3.18)$$

Donde q_{rad}'' es el calor de radiación por unidad de superficie, $\sigma=5.67 \cdot 10^{-8} \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^4)$ es la constante de Stephan Boltzman y $\epsilon=1$ es la emisividad de un cuerpo negro.

Con los distintos valores de q , la temperatura de radiación se puede calcular:

$$T = \sqrt[4]{\frac{q_{rad}''}{\sigma \cdot \epsilon}} = \sqrt[4]{\frac{q_{rad}'' \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{5.67 \cdot 10^{-8} \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}^4} \cdot 1}} \quad (3.19)$$

- Inner_tube:

Esta superficie hace referencia a la cara interior del tubo, correspondiente con D_i . Esta superficie por tanto, deberá modelizar el comportamiento térmico de las sales fundidas recorriendo el interior del tubo (HTF). Para ello se tendrá en cuenta la temperatura del fluido y el coeficiente global de transferencia de calor que se calcula como sigue:

$$U_{tot} = \frac{1}{\pi \cdot D_i \cdot L \cdot \left[\frac{1}{h \cdot L \cdot \pi \cdot D_i} + \frac{R_{ens}}{L \cdot \pi \cdot D_i} \right]} \quad (3.20)$$

- Donde h es el coeficiente convectivo de las sales calculado a la temperatura del fluido Tm [49].

$$N_u = 0.023 \cdot Re^{4/5} \cdot Pr^{0.4} = \frac{h \cdot D}{k} \quad (3.21)$$

$$h = \frac{k}{D_i} \cdot 0.023 \cdot Re_{838}^{0.8} \cdot Pr_{838}^{0.4} \quad (3.22)$$

- Donde R_{ens} es la resistencia que aparece debido al ensuciamiento en el tubo [28].

$$R_{ens} = 8.8 \cdot 10^{-5} \frac{K \cdot m^2}{W} \quad (3.23)$$

Por lo tanto, el coeficiente global de transferencia de calor toma el valor:

$$U_{tot} = \frac{1}{\pi \cdot D_i \cdot L \cdot \left[\frac{1}{h \cdot L \cdot \pi \cdot D_i} + \frac{R_{ens}}{L \cdot \pi \cdot D_i} \right]} = \frac{1}{\frac{1}{h} + R_{ens}} \quad (3.24)$$

- Outer_tube:

Esa superficie se refiere a la cara exterior del tubo en contacto con el aire (modelizado en la superficie de radiación).

3.3.3. Casos

Para caracterizar el comportamiento de los tubos (diferentes variables de interés como la temperatura, la radiación o el flujo de calor) ante diferentes condiciones de contorno, se simularán diversas configuraciones. En dichas simulaciones se presentarán varias geometrías, temperaturas del fluido, modelos de radiación, materiales y flujos másicos de las sales.

3.3.3.1. Caso nominal

El caso nominal constituye el caso general a partir del cual el resto de casos serán formados. Este caso presentará las condiciones típicas de geometría, materiales y condiciones de contorno de la central Gemasolar en Sevilla.

- Geometría: la geometría del caso nominal se recoge en la tabla 3.1 y cuenta con una separación lateral del 4% De y una separación trasera del 5% De.

- Fluido HTF: el caso nominal (y todos los estudiados en este trabajo) utilizará las sales solares como fluido caloportador.
- Material del tubo: se utilizará el material Incoloy 800 H como material nominal debido a sus buenos resultados a temperaturas extremas, siendo un material creado específicamente para resistir el calor, la oxidación y otros tipos de corrosiones generadas a altas temperaturas [50]. Sus propiedades quedan recogidas en la tabla 3.2.
- Condiciones de contorno: como se ha explicado anteriormente, los parámetros que modifican las condiciones de contorno son la temperatura media del fluido (afectando a las propiedades de éste y por tanto al coeficiente de transferencia de calor) y el flujo de calor (afectando a la temperatura de radiación).

Para el caso nominal, la temperatura media del fluido escogida es $T_m=838K$, tratándose esta de la temperatura más alta del ciclo (la ubicada a la salida inmediata del receptor). Se ha escogido ésta como temperatura nominal pues es la más exigida y por tanto, la más crítica.

El flujo de calor escogido como valor nominal (del mapa de radiación, figura 3.8) es $q_{rad}=8 \cdot 10^5 \text{ W/m}^2$.

Con estos valores, y haciendo uso de las ecuaciones 3.4-3.8; 3.12 y 3.19, las condiciones del caso nominal son las siguientes:

TABLA 3.3. CONDICIONES DE CONTORNO NOMINALES			
Parámetros de las sales evaluados a T_m	Densidad	$\rho \text{ [Kg/m}^3\text{]}$	1730.7
	Calor específico	$C_p \text{ [J/(Kg} \cdot \text{K)]}$	1540.1
	Viscosidad dinámica	$\mu \text{ [Pa} \cdot \text{s]}$	$1.1 \cdot 10^{-3}$
	Conductividad térmica	$k \text{ [W/(m} \cdot \text{K)]}$	0.55
	Prandtl	$Pr \text{ [-]}$	4.03
	Reynolds	$Re \text{ [-]}$	14721
Pared Rerradiante	Flujo de calor	$q'' \text{ [W/m}^2\text{]}$	0
	Emisividad	$\xi \text{ [-]}$	0.87
Tubo Interior	Coef. De transferencia de calor	$U \text{ [W/(m}^2 \cdot \text{K)]}$	1409
	Temperatura del fluido	$T_m \text{ [K]}$	838
Superficie Radiación	Emisividad	$\xi \text{ [-]}$	1
	Temperatura	$T \text{ [K]}$	1936

Tabla 3. 3. Condiciones de contorno nominales para la simulación.

3.3.3.2. Barrido de geometrías

La geometría nominal muestra su configuración relacionada con el Diámetro exterior de los tubos. Parámetros como la separación de los tubos entre sí o la separación de los tubos con la pared trasera están directamente relacionados con este diámetro. Cabe destacar que en la actualidad no existe una geometría óptima en el diseño de los receptores en las

centrales solares de tipo torre, es por esto que en el presente estudio se llevará a cabo un barrido de geometrías para optimizar tanto la relación diámetro exterior-separación entre tubos como la relación diámetro exterior-separación lateral.

Hay recordar que la simplificación geométrica en nuestro caso de un solo tubo hace que la modelización de la separación entre tubos se lleve a cabo mediante el parámetro separación lateral, SL (la mitad de la distancia entre tubos, teniendo en cuenta la condición de periodicidad establecida en las condiciones de contorno).

Con esto, el barrido de geometrías que se estudiará en el presente problema será el que sigue:

Para la separación trasera nominal ($5\%De=1.65\text{ mm}$) se estudiarán las siguientes separaciones laterales:

Separaciones laterales, SL								
1% De	3% De	5% De	7% De	10% De	12% De	15% De	18% De	21% De
0.33mm	0.99mm	1.65mm	2.31mm	3.3mm	3.96mm	4.95mm	5.94mm	6.93mm

Tabla 3. 4. Configuración de separaciones laterales.

Para la separación lateral nominal ($4\%De$) se estudiarán las siguientes separaciones traseras:

Separaciones traseras, ST								
1% De	3% De	5% De	7% De	10% De	12% De	15% De	18% De	21% De
0.33mm	0.99mm	1.65mm	2.31mm	3.3mm	3.96mm	4.95mm	5.94mm	6.93mm

Tabla 3. 5. Configuración de separaciones traseras.

Se ha elegido esta distribución de separaciones en lugar de sólo separaciones cercanas a la nominal (4% y 5%) puesto que en las separaciones más pequeñas (entre 1% y 5%) los tubos contiguos estarían prácticamente en contacto, siendo esto perjudicial para las tensiones mecánicas, ya que los tubos se comportarían como un sólido rígido y ante pequeñas dilataciones de los tubos se podrían producir choques entre los mismos.

3.3.3.3. Barrido de temperaturas

Una vez estudiadas las diferentes geometrías, será necesario estudiar diferentes condiciones de contorno y configuraciones térmicas de nuestro problema. Una de las condiciones a tener en cuenta es la temperatura de las sales fundidas. Si bien el caso nominal estudia la temperatura a la salida del receptor, que es la temperatura más alta que alcanzan las sales y por lo tanto la temperatura más crítica a la que se expondrán los tubos,

para un mejor entendimiento del problema se procederá a estudiar dos temperaturas más del ciclo de las sales en estado líquido.

Recordando que las sales solares se mantienen en estado líquido en el rango 260-600°C y que la temperatura máxima aproximada que alcanzan en un ciclo de una central como la presentada en este estudio es de 565°C (a la salida del receptor), se simularán las diferentes geometrías a las temperaturas $T_1=300^\circ\text{C}=573\text{K}$ y $T_2=400^\circ\text{C}=673\text{K}$ para estudiar su comportamiento térmico.

Se debe recordar que el parámetro de la temperatura de las sales dentro de los tubos es un parámetro determinante en otros factores térmicos necesarios para la simulación como las propiedades de las sales a estas temperaturas, los números adimensionales asociados, o el coeficiente de transferencia de calor U .

Haciendo uso de las ecuaciones 3.4-3.8; 3.12; 3.19 y 3.24, obtenemos las siguientes condiciones térmicas para ambas temperaturas con las que realizar las simulaciones:

TABLA 3.6. PROPIEDADES TÉRMICAS DE LAS SALES Y DE CONTORNO A VARIAS TEMPERATURAS			
T1=573K	Densidad	ρ [kg/m ³]	1899.29
	Calor Específico	C_p [J/(Kg·K)]	1494.57
	Viscosidad dinámica	μ [Pa·s]	$3.2666 \cdot 10^{-3}$
	Conductividad Térmica	k [W/(m·K)]	0.5
	Número de Prandtl	Pr [-]	9.76
	Número de Reynolds	Re [-]	5454.17
	Coeficiente global de transferencia de calor	U [W/(m ² ·K)]	686.28
T2=673K	Densidad,	ρ [kg/m ³]	1835.69
	Calor Específico	C_p [J/(Kg·K)]	1511.77
	Viscosidad dinámica	μ [Pa·s]	$1.7776 \cdot 10^{-3}$
	Conductividad Térmica	k [W/(m·K)]	0.51
	Número de Prandtl	Pr [-]	5.17
	Número de Reynolds	Re [-]	9477.23
	Coeficiente global de transferencia de calor	U [W/(m ² ·K)]	1067.35

Tabla 3. 6. Propiedades térmicas de las sales y de contorno a varias temperaturas.

3.3.3.4. Barrido de radiación

Al igual que con la temperatura del fluido, es preciso estudiar diferentes modelos de radiación para obtener un mejor entendimiento del comportamiento de los tubos ante diferentes comportamientos térmicos. Volviendo al mapa de radiación de la figura 3.8, nuevos valores son escogidos para ser analizados: $q_{\text{rad}1}=16 \cdot 10^5 \text{ W/m}^2$, $q_{\text{rad}2}=4 \cdot 10^5 \text{ W/m}^2$, $q_{\text{rad}3}=2 \cdot 10^5$ que, haciendo uso de la ecuación 3.19, nos deja con las siguientes temperaturas de radiación con las que realizar las simulaciones:

$$T1=1803.61 \text{ K}$$

$$T2=1619.74 \text{ K}$$

$$T5=1370.44 \text{ K}$$

Cabe destacar que tanto para este barrido de radiaciones como para el barrido de temperaturas, se estudiarán la separación trasera nominal y el siguiente barrido de separaciones laterales:

Separaciones laterales, SL						
1% De	3% De	5% De	7% De	10% De	15% De	21% De
0.33mm	0.99mm	1.65mm	2.31mm	3.3mm	4.95mm	6.93mm

Tabla 3. 7. Separaciones laterales para el barrido de radiaciones.

3.3.3.5. Barrido de materiales del tubo

Otro de los parámetros que se pueden modificar para un mejor estudio del caso es el material del tubo. Se debe recordar que cuando se planteó el caso nominal se escogió el Incoloy 800H como material para el tubo, pero hubo otros materiales que también presentaban características ventajosas para la operación a altas temperaturas que requieren este tipo de centrales, como el Inconel 625 LCF y el Haynes 230. Estos materiales junto al aluminio clásico, serán simulados con las condiciones nominales para comparar sus aptitudes ante un mismo caso térmico. Las propiedades de estos materiales se recogían en la tabla 3.2.

3.3.3.6. Barrido de gasto másico

El último de los parámetros que se va a modificar para ser estudiado es el flujo másico de sal que circula por el interior de los tubos. De acuerdo con [29] el gasto másico máximo para la central GemaSolar es de 335Kg/s y el gasto másico máximo para Crescent Dunes es 1280 Kg/s. Debido al alto grado de estudios en torno a estas dos centrales se procederá a escoger un barrido de gastos másicos que oscilen entre estos valores y el valor nominal ($\dot{m} = 290 \text{ Kg/s}$). Los valores escogidos son los siguientes: $\dot{m}1 = 335 \text{ Kg/s}$, $\dot{m}2 = 600 \text{ Kg/s}$, $\dot{m}3 = 900 \text{ Kg/s}$, y $\dot{m}4 = 1280 \text{ Kg/s}$.

Del flujo másico dependen parámetros como el número de Reynolds, que modifica a su vez el coeficiente global de transferencia de calor U.

Haciendo uso de las ecuaciones 3.13 y 3.24, obtenemos las siguientes condiciones térmicas para los diferentes flujos másicos con las que realizar las simulaciones:

TABLA 3.8. CONDICIONES TÉRMICAS PARA VARIOS FLUJOS MÁSICOS			
$\dot{m}1 = 335 \text{ Kg/s}$	Número de Reynolds Coeficiente global de transferencia de calor	Re [-] U [W/(m ² ·K)]	17006 1557.8
$\dot{m}2 = 600 \text{ Kg/s}$	Número de Reynolds Coeficiente global de transferencia de calor	Re [-] U [W/(m ² ·K)]	30458.5 2296.4
$\dot{m}3 = 900 \text{ Kg/s}$	Número de Reynolds Coeficiente global de transferencia de calor	Re [-] U [W/(m ² ·K)]	45684.95 2947.61
$\dot{m}4 = 1280 \text{ Kg/s}$ /s	Número de Reynolds Coeficiente global de transferencia de calor	Re [-] U [W/(m ² ·K)]	64978.3 3602.9

Tabla 3. 8. Condiciones térmicas para varios flujos másicos para el barrido de gasto másico.

3.4. Resultados

En primer lugar se analizará el caso nominal. ANSYS Fluent permite graficar los resultados de las simulaciones de forma sencilla. Mediante el módulo Results: Graphics (Resultados: Gráficas) se pueden representar diversas variables.

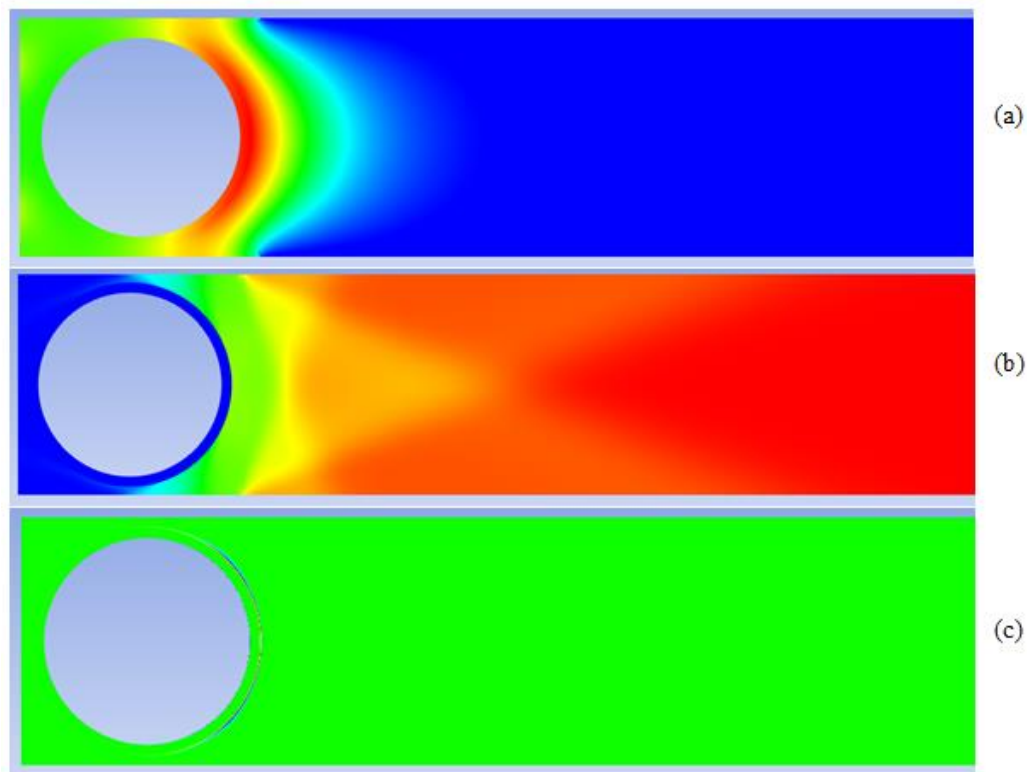


Fig. 3. 11. Resultados de la simulación nominal. (a) Temperatura, (b) Radiación Incidente, (c) Flujo de Calor.

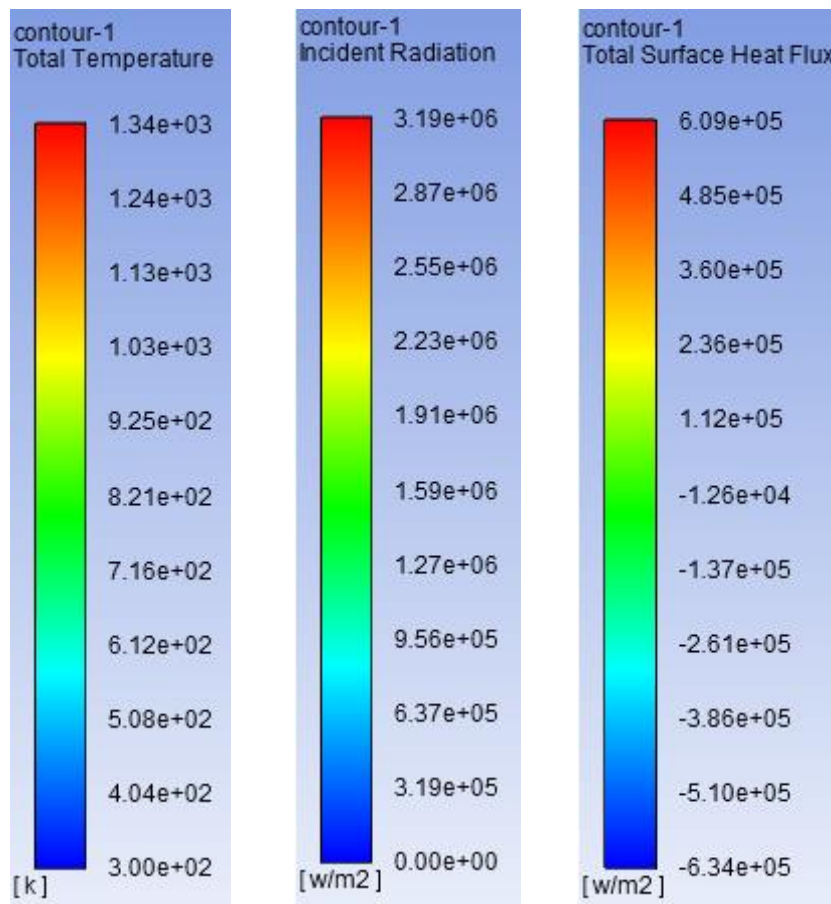


Fig. 3. 12. Escala y unidades de los resultados de la simulación nominal.

Se observa en las figuras 3.11 y 3.12 que la mayor Temperatura se localiza en la superficie exterior del tubo, en la parte correspondiente a 0° . Esto es debido a que esta zona recibe una mayor cantidad de rayos solares que otras zonas del tubo, aumentando así su temperatura. El contorno de Radiación muestra como la radiación máxima se localiza en puntos alejados de los tubos, correspondientes con el “ambiente exterior” que rodea los tubos. Esto se debe a que estas zonas del aire atmosférico no cuentan con ninguna superficie que interfiera con los rayos solares, formando sombras como puede ocurrir en la superficie de los tubos. Al igual que en el contorno de temperatura, se puede observar que los puntos localizados a 0° muestran una mayor radiación incidente que los ubicados en la parte trasera, puesto que los rayos solares han de pasar entre los tubos adyacentes para acceder a dichos puntos. Además la superficie del tubo no muestra radiación debido a sus propiedades conductivas. Finalmente, el contorno de Flujo de Calor muestra valores máximos una vez más en los puntos de la superficie exterior de los tubos ubicados cerca de los 0° .

Debido a que los resultados proporcionados en ANSYS no permiten observar correctamente los contornos en el borde de los tubos, el análisis del presente caso de estudio se llevará a cabo mediante la herramienta matemática MATLAB. Desde ANSYS

Fluent, los resultados de las simulaciones pueden ser exportados en formato ASCII (texto) para su posterior proceso.

ANSYS permite exportar los resultados de presiones, velocidades, temperaturas, densidades, radiación, flujos de pared y otras muchas condiciones para todos los nodos del dominio. Para este estudio se exportarán los resultados de temperatura, radiación y flujo de calor (pues el resto de parámetros carecen de importancia en esta simulación: la velocidad será cero al tratarse de un caso estacionario, la densidad es constante, etc.).

En el análisis en MATLAB será necesario filtrar los datos. Debido a la alta condensación de nodos, el estudio sólo se realizará en nodos específicos. Los nodos elegidos para el análisis en este problema serán aquellos localizados en las superficies interior y exterior de los tubos, pues son estos los puntos de mayor interés en este estudio (basado en el análisis de la separación entre tubos). Cuatro puntos en cada superficie serán analizados, los correspondientes a los ángulos: 0° , 90° , 180° , -90° en coordenadas polares como se indica a continuación:

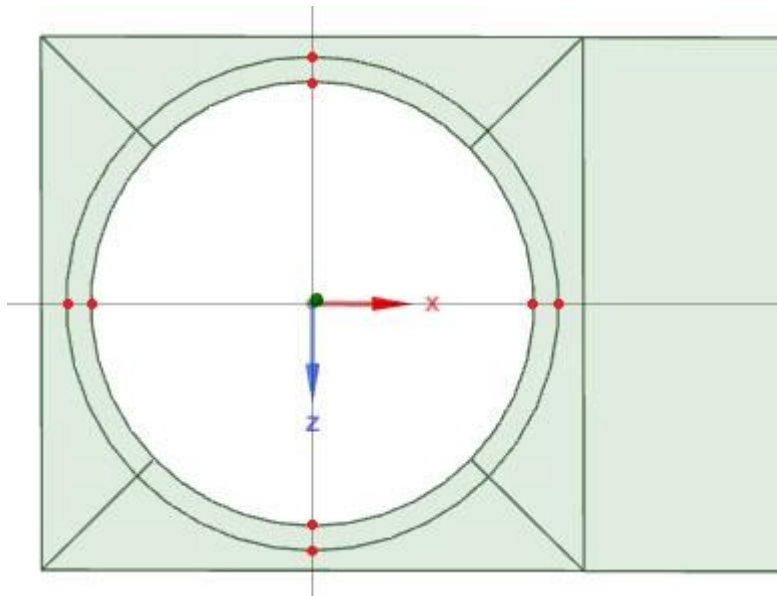


Fig. 3. 13. Puntos seleccionados para el estudio del caso.

Un sistema de identificación será establecido para un mejor entendimiento del post-proceso y una fácil identificación de los puntos en el análisis. Los puntos se localizarán en coordenadas polares por el radio (interior, R_i , o exterior R_e) y por el ángulo $0^\circ, \pm 90^\circ$ y 180° .

El post-proceso se realizará como sigue: un primer código (Anexo A) filtrará los datos para separar los nodos de estudio del resto. Un segundo código (Anexo B) graficará los diferentes parámetros de estudio (temperatura, radiación y flujo de calor) con respecto a las separaciones laterales y traseras.

Los resultados se presentan en forma de gráfica que relaciona los parámetros de interés con las separaciones (en el caso de que las haya) y relacionándolos por coordenadas. De

esta forma se presentarán diferentes gráficas para los puntos del radio exterior y radio interior y diferentes gráficas para los parámetros de radiación, temperatura y flujo de calor.

Nota: en el Anexo C se muestran todas las gráficas de todas las simulaciones para una mejor visualización mientras que los siguientes apartados sólo se mostrarán algunas de las gráficas (las más significativas) para su análisis.

3.4.1. Barrido de geometrías

Los resultados de estas simulaciones determinarán la actuación de los puntos de interés dependiendo de la separación lateral de los tubos, así como de la separación con la parte trasera del receptor bajo las condiciones nominales de actuación.

3.4.1.1. Separaciones Laterales

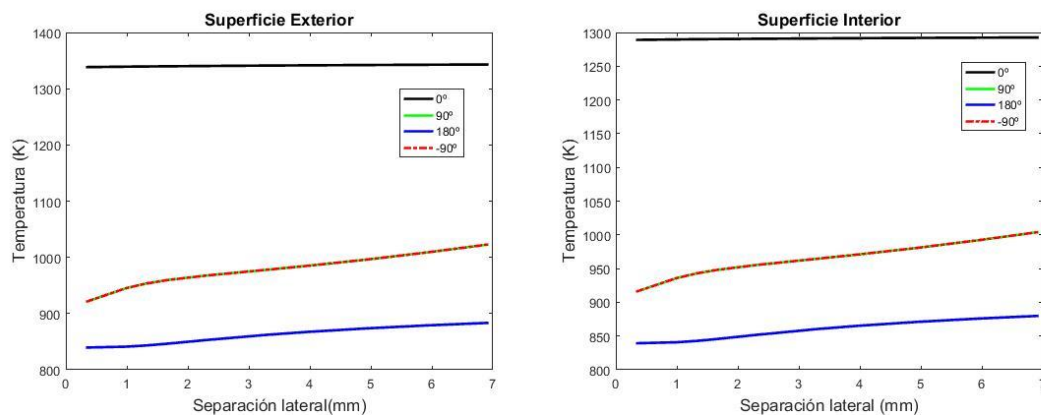


Fig. 3. 14. Separación Lateral vs Temperatura en los radios interior y exterior.

Se puede observar que los puntos localizados en los diferentes radios siguen la misma tendencia al alta: en las separaciones pequeñas se produce un pequeño salto en la variable de interés, notable en los puntos localizados a 180° y $\pm 90^\circ$, los puntos localizados a 0° se mantienen estables. Además, como es de esperar, se observa que los puntos localizados a $\pm 90^\circ$ tengan los mismos valores de temperatura, radiación y flujo.

Debido a esta similitud en tendencias en ambos radios, se procederá a analizar las diferentes variables de interés sólo en uno de ellos, ya que la actuación será similar. (Se recomienda acudir al Anexo C para visualizar el resto de gráficas con una mayor claridad.)

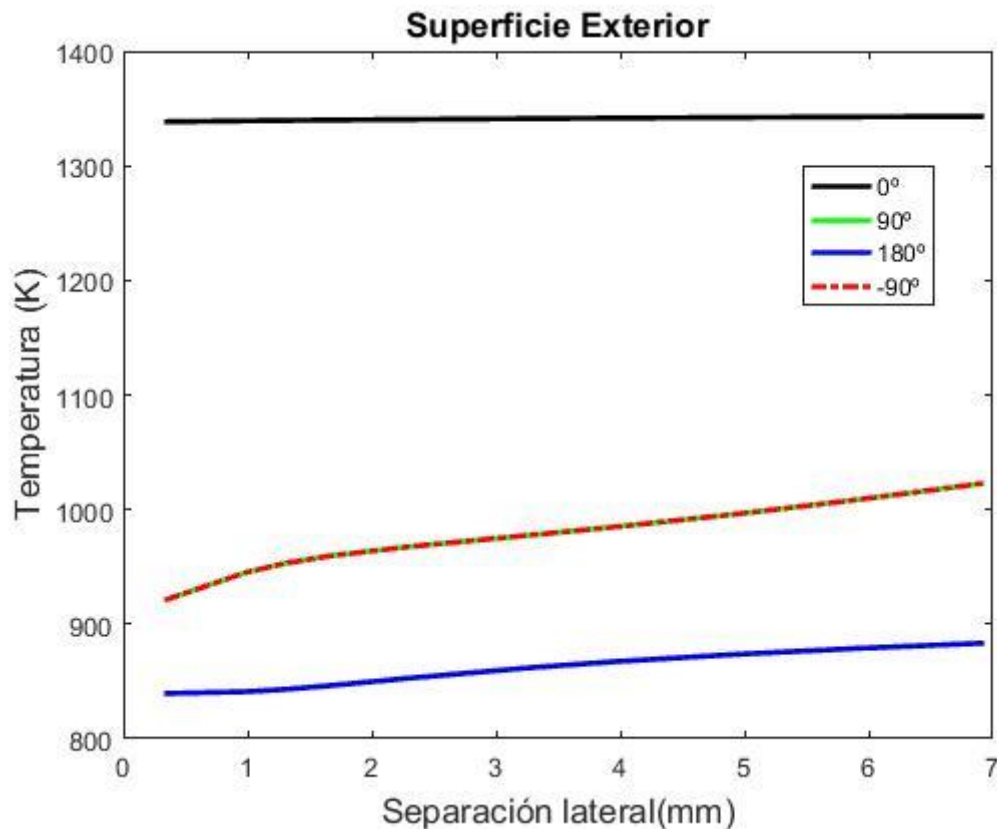


Fig. 3. 15. Temperatura vs Separación Lateral en el Radio Exterior

La temperatura máxima toma valores de 1350K (1077 °C). Estas temperaturas no son suficientes para fundir los tubos (punto de fusión del Incoloy 800H: 1350-1420 °C [36]), por lo que bajo las condiciones térmicas nominales se trabaja siempre bajo el lado de la seguridad.

La temperatura máxima se alcanza en los puntos localizados a 0° y no varía con la separación lateral. Esto tiene sentido desde el punto de vista termodinámico pues son éstos los puntos dónde la radiación solar incide directamente, aumentando la temperatura, y esta incidencia no varía con las separaciones entre tubos. La radiación en estos puntos también será la máxima.

Los puntos localizados a 180° variarán ligeramente su temperatura con las separaciones laterales pues la radiación solar entrará en mayor o menor medida a la parte trasera del receptor, aumentando así la temperatura.

Los puntos localizados a $\pm 90^\circ$ se ven afectados por las separaciones laterales pues recibirán más o menos radiación dependiendo de la distancia existente para que los rayos penetren en el receptor, aumentando así la temperatura.

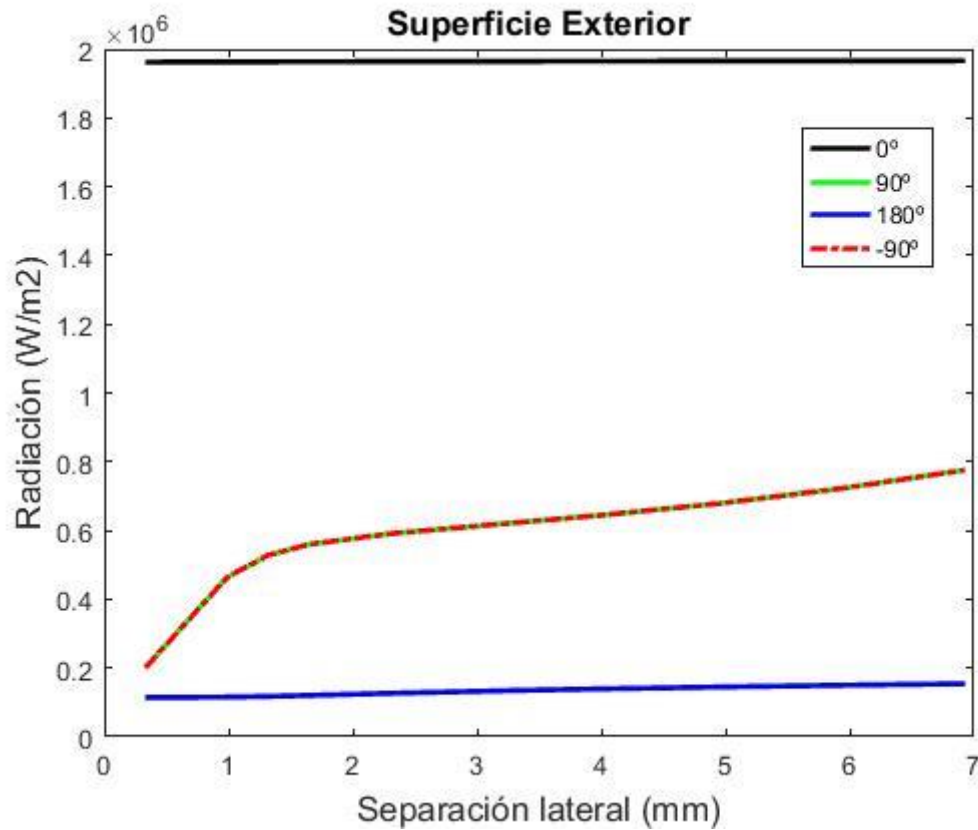


Fig. 3. 16. Radiación vs Separación Lateral en el Radio Exterior

Los puntos localizados a 180° sólo reciben radiación indirecta del sol, aquella reflejada por la superficie gris localizada detrás de los tubos, y no se ven afectados por las separaciones laterales puesto que la radiación reflejada por la superficie gris siempre será la misma.

Cabe destacar que la radiación en los puntos de situados en el radio interior siempre será cero, sea cual sea la simulación, debido al proceso convectivo que ocurre en el interior de los tubos.

El flujo de calor se mantendrá constante en los puntos ubicados a cero grados. Esto es debido a que estos puntos recibirán en todo momento la misma cantidad de calor, al igual que los puntos ubicados a 180°. Al contrario, los puntos localizados a $\pm 90^\circ$ variarán en flujo con la separación pues la cantidad de calor afectando estos puntos no será la misma en todas las configuraciones.

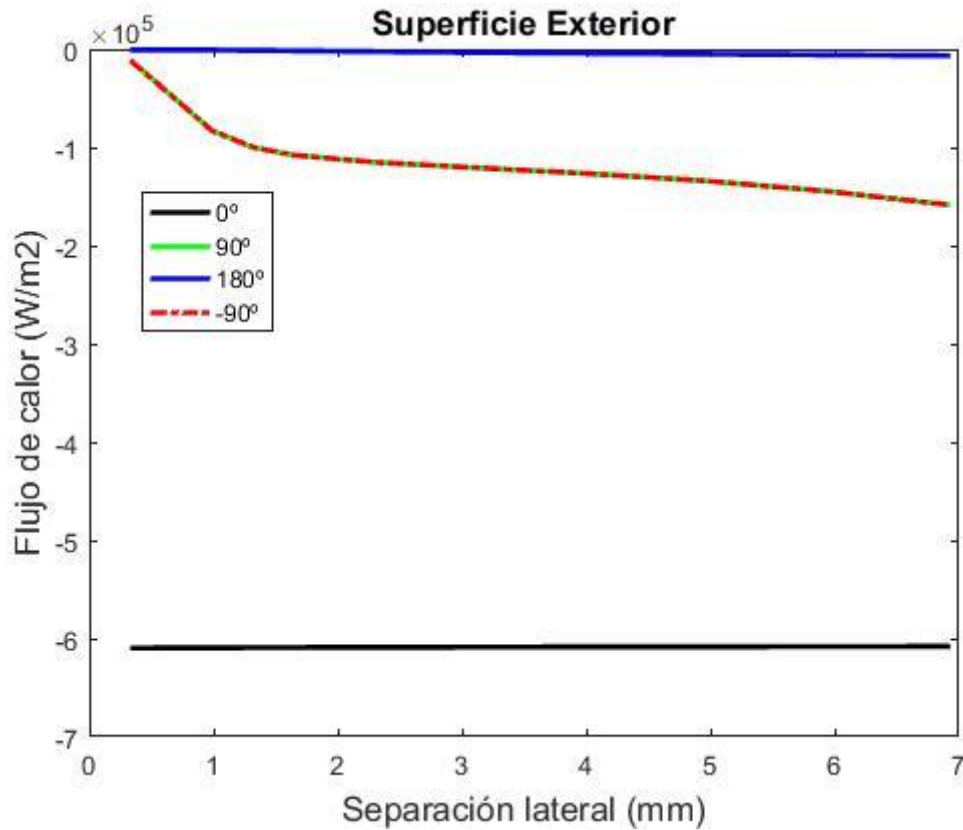


Fig. 3. 17. Flujo de Calor vs Separación Lateral en el Radio Exterior

El flujo máximo de calor alcanzado será aquel de los puntos a 0° y tomará valores de $6 \cdot 10^5 \text{ W/m}^2$. Estos valores no superan los máximos capaces de soportar el receptor (1.2 MW/m^2) por lo que en las condiciones térmicas nominales se trabaja siempre bajo condiciones seguras.

3.4.1.2. Separaciones Traseras

La temperatura no se verá afectada por las separaciones traseras de los tubos. Esto es debido a que la misma cantidad de rayos solares se verán enfocados en los distintos puntos, pues estos rayos entran por los laterales de los tubos, que serán invariantes. Al igual que con las separaciones laterales, la temperatura máxima se alcanzará en los puntos ubicados a 0° y tendrán valores similares a aquellos de las separaciones laterales, no llegando a fundir el material y trabajando por tanto en condiciones seguras.

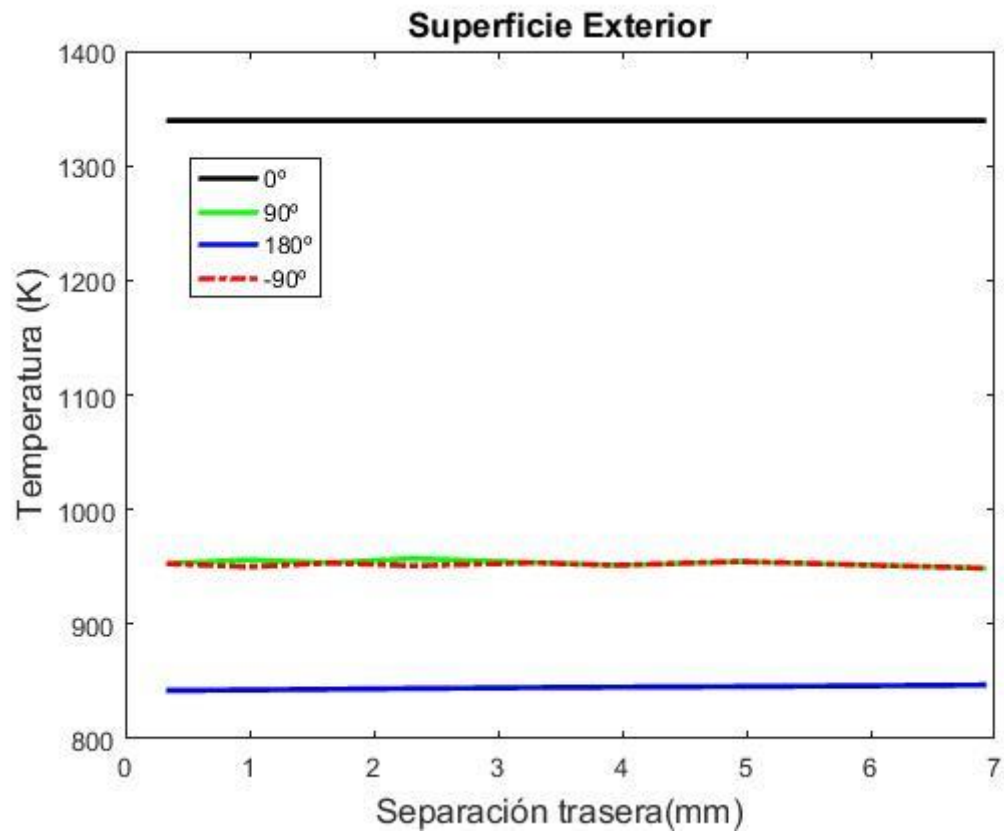


Fig. 3. 18. Temperatura vs Separación Trasera en el Radio Exterior

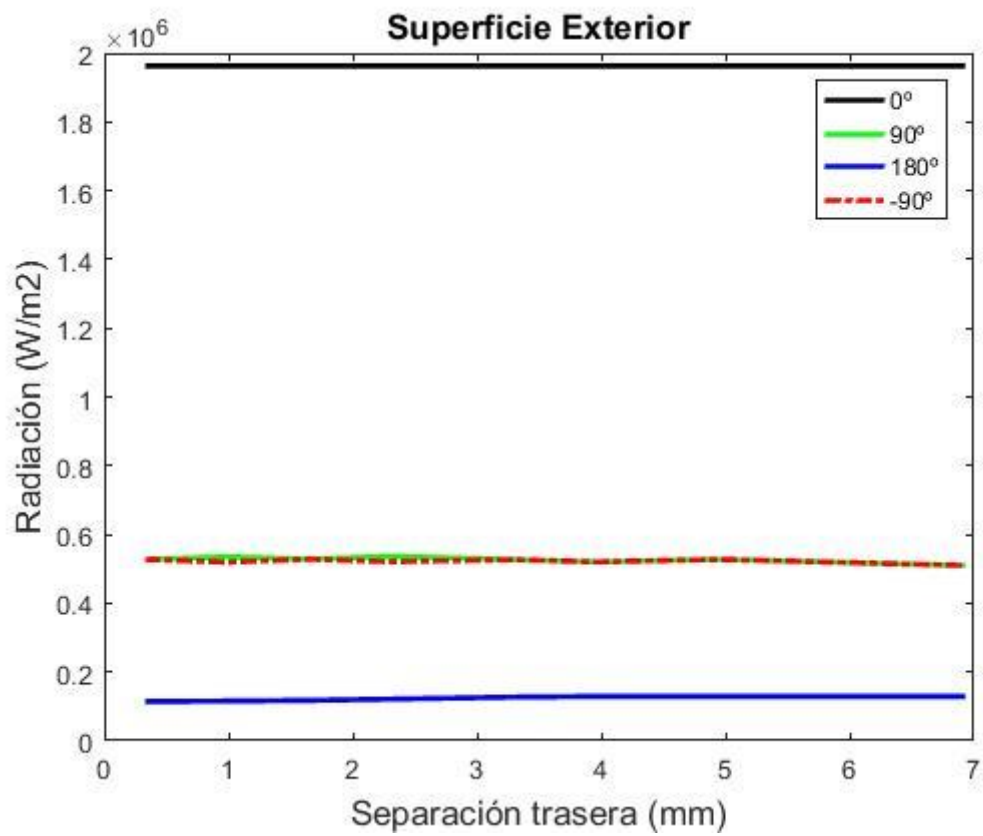


Fig. 3. 19. Radiación vs Separación Trasera en el Radio Exterior

Asimismo, los valores de radiación no se verán alterados con las separaciones de los tubos, tomando valores similares a aquellos de las simulaciones laterales, pero estables en todos los puntos. Lo mismo ocurre con los valores de flujo de calor, trabajando una vez más bajo el lado de la seguridad.

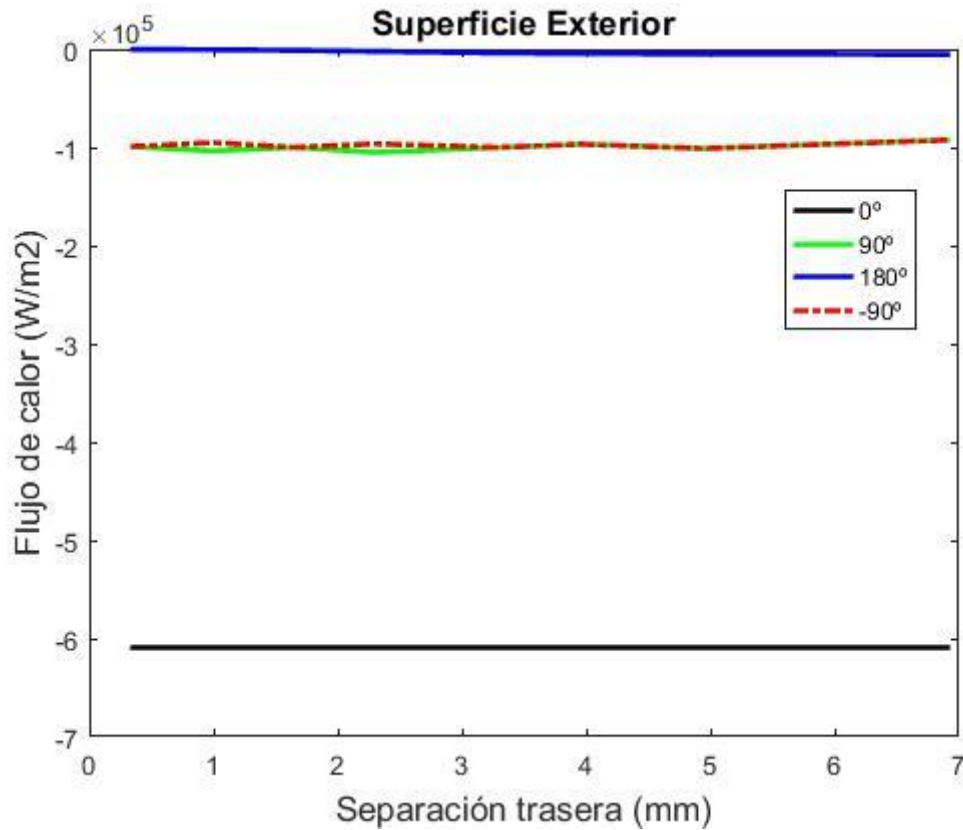


Fig. 3. 20. Flujo de Calor vs Separación Trasera en el Radio Exterior

En resumen, bajo las condiciones térmicas nominales se estará trabajando siempre bajo el lado de la seguridad. Se concluye también que la separación trasera de los tubos no influye en el desempeño de éstos pues los parámetros de interés toman los mismos valores independientemente de éstas separaciones.

Aunque los parámetros sí varían dependiendo de las separaciones laterales, esto no supone un hecho significativo para la elección de una geometría óptima, pues los puntos que varían conforme va aumentando la distancia de separación lateral son los ubicados a $\pm 90^\circ$. Estos puntos toman valores de los diferentes parámetros entre los máximos (a 0°) y los mínimos (a 180°). Es lógico suponer que los tubos se fabricarán de forma homogénea y contarán con las mismas propiedades en todos sus puntos, es por esto que si son capaces de soportar las condiciones máximas y las mínimas serán también capaces de trabajar bajo valores intermedios, aunque estos sean variantes con las separaciones.

Las gráficas muestran que las diversas geometrías trabajan bajo condiciones seguras en cuanto a factores como el punto de fusión de los tubos, o la radiación máxima admitida

por este tipo de centrales. Además de estas variables, el factor de la dilatación de los tubos ha de tenerse en cuenta para evitar colapsos de la central por choques entre tubos.

El coeficiente de dilatación térmica del Incoloy 800 H es $\alpha_L=14.2 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$ [52], por lo tanto la elongación máxima por dilatación del Incoloy será:

$$L_f = L_0[1 + \alpha_L(T_f - T_0)] = D_e[1 + \alpha_L(T_{max} - T_{min})] = 33.2343 \quad (3.25)$$

$$\Delta L = 0.2343 \text{ mm} \quad (3.26)$$

Estos resultados muestran la seguridad ante choques entre tubos, puesto que la distancia mínima analizada es de $1\%D_e=0.33\text{mm}$, superior a la expansión térmica que pueden producir los tubos ante las situaciones extremas de temperatura ($\Delta L < 1\%D_e$).

3.4.2. Barrido de temperaturas de las sales

Con objeto de analizar más a fondo los receptores de las centrales termosolares de tipo torre, y la falta de conclusiones con el estudio nominal de geometrías, resulta necesario variar parámetros como la temperatura de las sales dentro de los tubos para analizar la ejecución del receptor. El análisis sólo se realizará en referencia a las separaciones laterales pues ya se ha establecido que las separaciones traseras no influyen en el funcionamiento del receptor.

Al igual que en el barrido de geometrías, se mostrarán los resultados de algunas configuraciones y el resto se mostrarán en el Anexo C. El mismo sistema se aplicará de aquí en adelante.

Es necesario recordar que las temperaturas simuladas para éste análisis son Temperatura1= 300°C y Temperatura2= 400°C de las sales fundidas dentro del tubo.

Análisis de temperatura:

Aunque el parámetro modificado en este barrido de simulaciones esté en contacto con la superficie interior de los tubos, se analizará la superficie exterior para sacar resultados concluyentes respecto a las superficies exteriores de otras simulaciones.

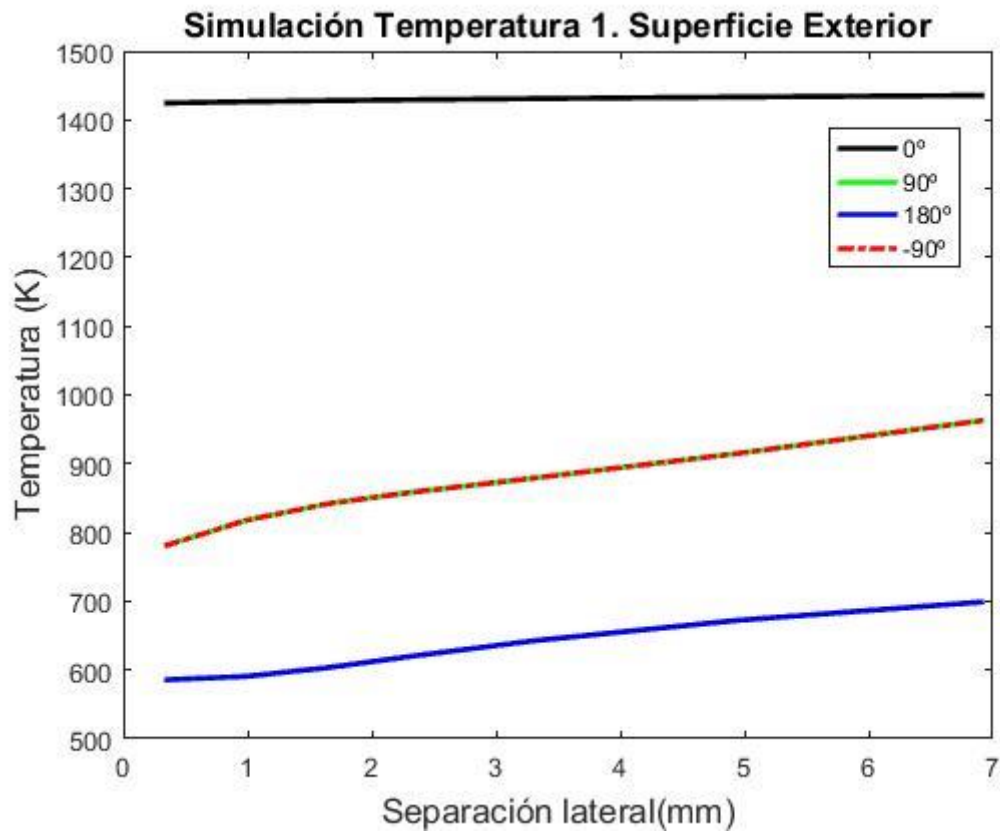


Fig. 3. 21. Evolución de la temperatura en el radio exterior. Simulación Temperatura 1=300°C

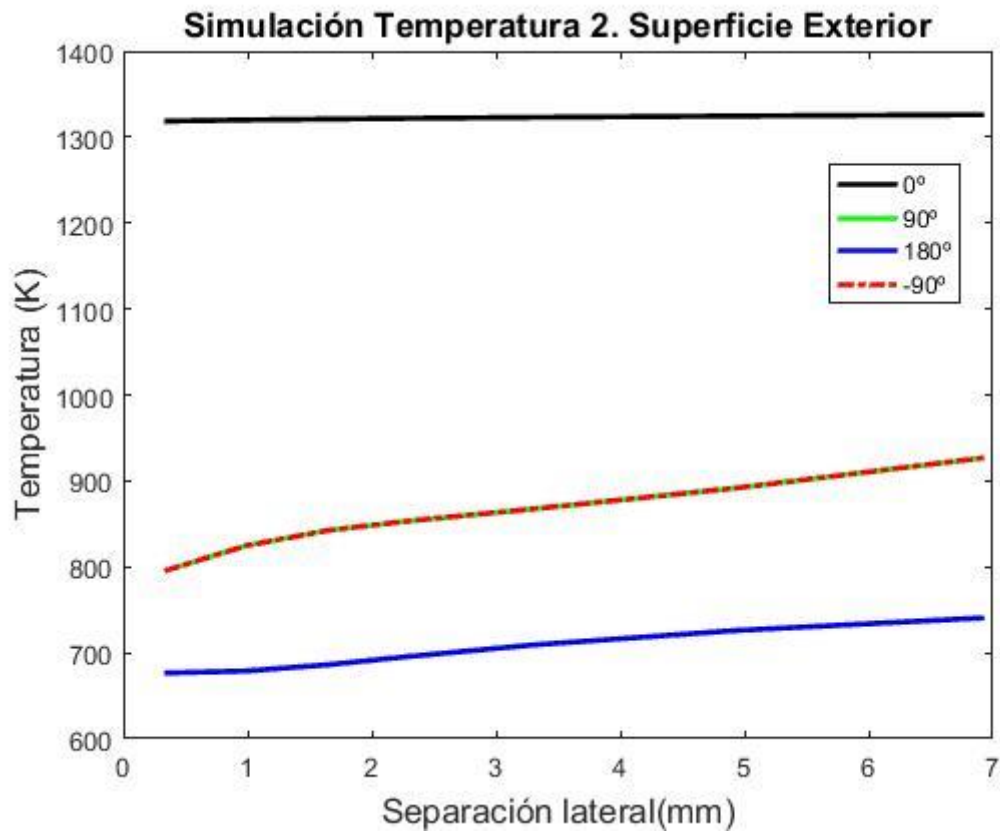


Fig. 3. 22. Evolución de la temperatura en el radio interior. Simulación Temperatura 2=400°C

Al igual que con las condiciones nominales, la temperatura toma valores constantes en los puntos ubicados a 0 grados y varía ligeramente en el resto. Con una temperatura media del fluido menor, las condiciones de temperatura en los puntos ubicados a 180° y ±90° son ligeramente menores, por tanto la simulación Temperatura 1 presentará valores más bajos de temperatura que la simulación Temperatura 2 que, a su vez, tendrá valores más bajos que la simulación nominal (838K). Siendo la simulación nominal la que presenta una temperatura del fluido, y por lo tanto también de los puntos de estudio, más alta y trabajando esta temperatura al margen de la seguridad, es preciso asegurar que las simulaciones Temperatura 1 y Temperatura 2 trabajan en condiciones seguras en cuanto a temperatura se refiere.

Análisis de radiación y flujo de calor:

La radiación en el radio interior de los tubos toma valor cero debido al proceso de convección y en el radio exterior toma valores idénticos a los de la simulación nominal.

Igualmente, el flujo de calor toma valores similares a los de la configuración nominal.

Tanto los valores de radiación como los de flujo de calor no varían en este barrido de simulaciones puesto que el parámetro modificado es la temperatura del HTC, que no influye en la radiación del sol absorbida por los tubos.

3.4.3. Barrido de radiaciones

Otro parámetro estudiado en el barrido de separaciones laterales es la radiación absorbida por el receptor.

La siguiente nomenclatura ha sido utilizada para referirse a las condiciones radiativas expuestas en el apartado de Configuración de las simulaciones:

Simulación Radiación 1 ($q_{\text{rad}1}=6 \cdot 10^5$ y $T1=1803.61$ K), Simulación Radiación 2 ($q_{\text{rad}2}=4 \cdot 10^5$ W/m² y $T2=1619.74$ K) y Simulación Radiación 3 ($q_{\text{rad}3}=2 \cdot 10^5$ y $T3=1370.44$ K).

Análisis de temperatura:

La temperatura muestra pequeñas variaciones conforme la radiación impuesta va disminuyendo, disminuyendo así la temperatura. Esto es lógico pues la temperatura del receptor se ve incrementada con el aumento de rayos de sol incidentes sobre los tubos.

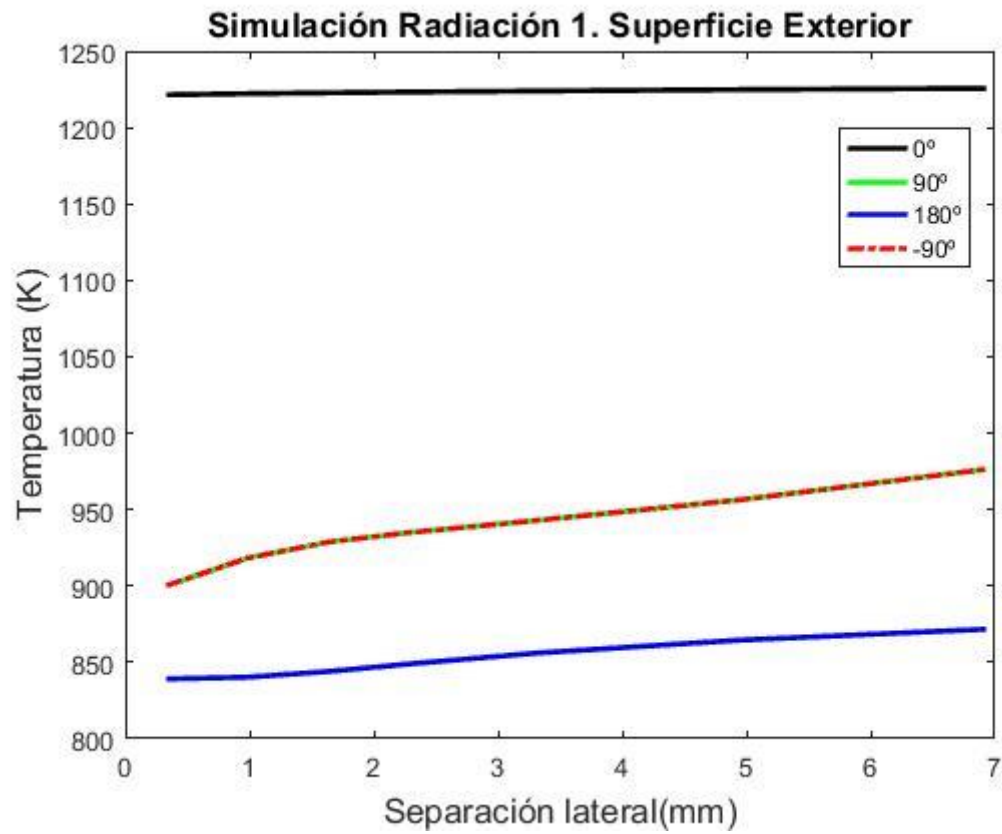


Fig. 3. 23. Evolución de la temperatura en el radio exterior. Simulación Radiación 1.

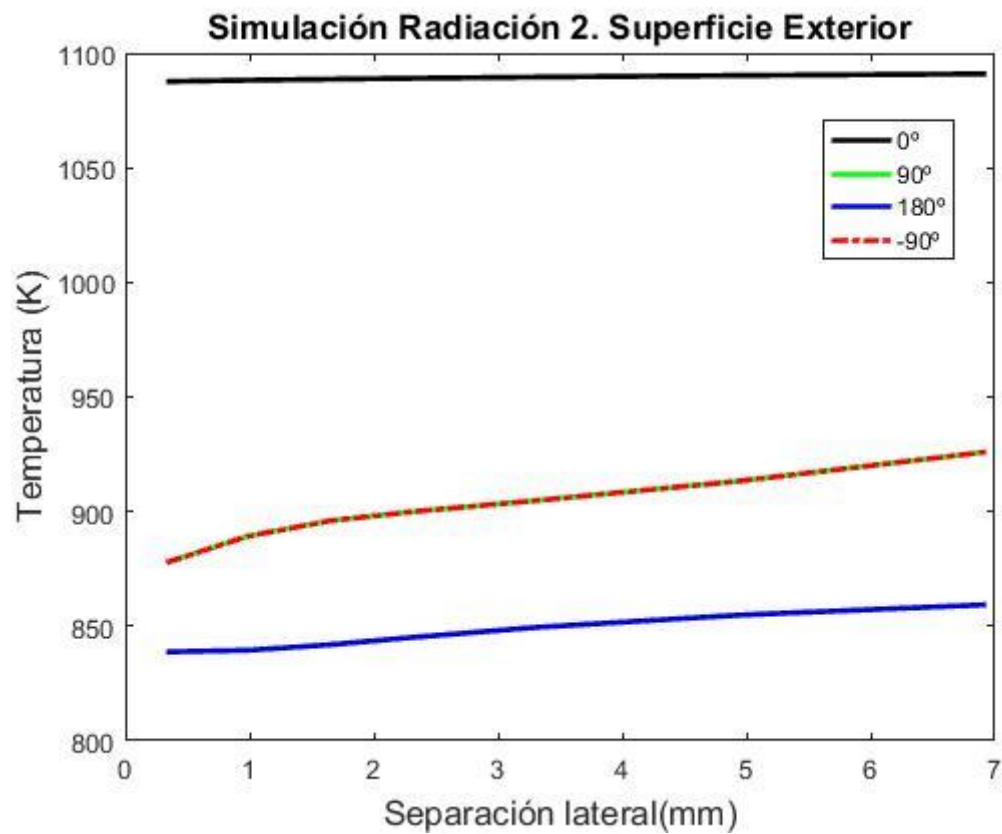


Fig. 3. 24. Evolución de la temperatura en el radio exterior. Simulación Radiación 2.

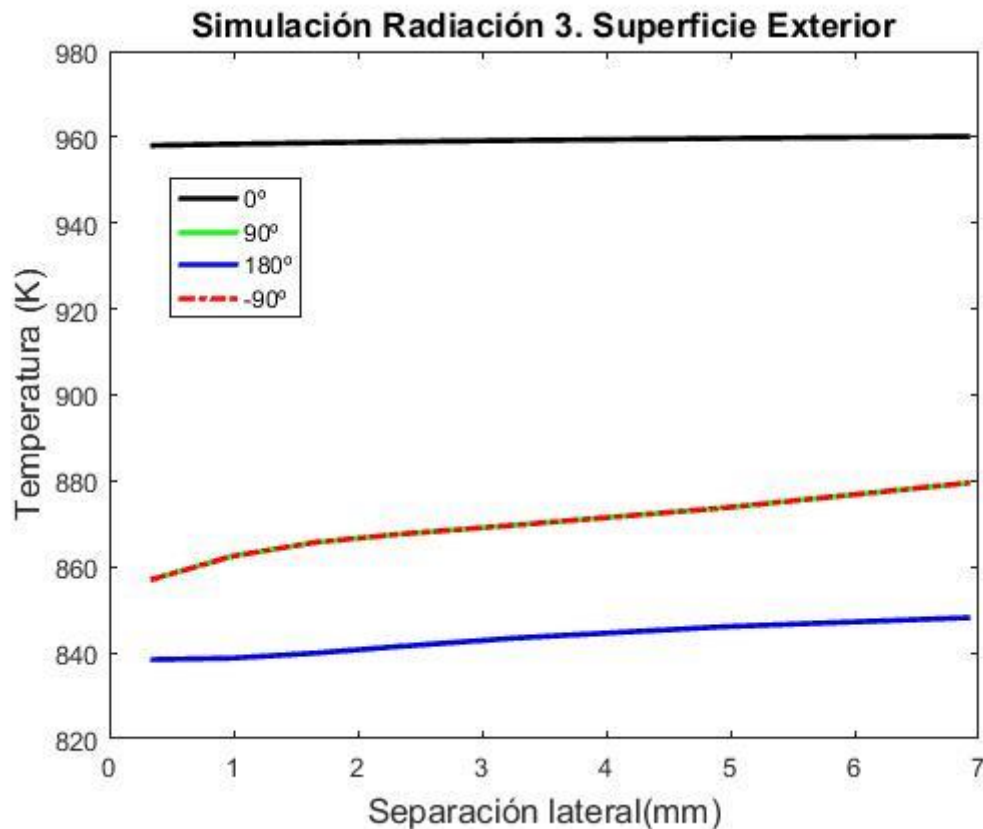


Fig. 3. 25. Evolución de la temperatura en el radio exterior. Simulación Radiación 3.

Análisis de radiación y flujo de calor:

Tanto los valores de radiación como los de flujo de calor se ven disminuidos conforme el modelo de radiación impuesta va disminuyendo. De esta forma, las simulaciones se verán ordenadas en orden descendiente desde aquella con valores más altos de radiación impuesta (la nominal) hasta aquella con valores menores (simulación Radiación 6).

El análisis de este barrido de radiaciones sólo refuerza lo obvio: cuanto mayor es la radiación solar incidente sobre el receptor, mayores serán los valores de temperatura y flujo de calor sobre el mismo.

3.4.4. Barrido de materiales del tubo

Tanto las simulaciones de barrido de materiales del tubo como las de barrido de gasto másico se han llevado a cabo bajo las condiciones nominales de geometría y condiciones térmicas (temperatura del fluido y modelo de radiación). Por tanto, el post-proceso muestra gráficas dónde el eje de abscisas es el parámetro estudiado (temperatura, radiación o flujo de calor) y el eje de ordenadas serán los distintos materiales o gastos másicos pertinentes.

Cabe recordar que los siguientes materiales fueron estudiados:

- Incoloy 800 H: material 0 (nominal)
- Inconel 625 LCF: material 1
- Haynes 230: material 2
- Aluminio: material 3

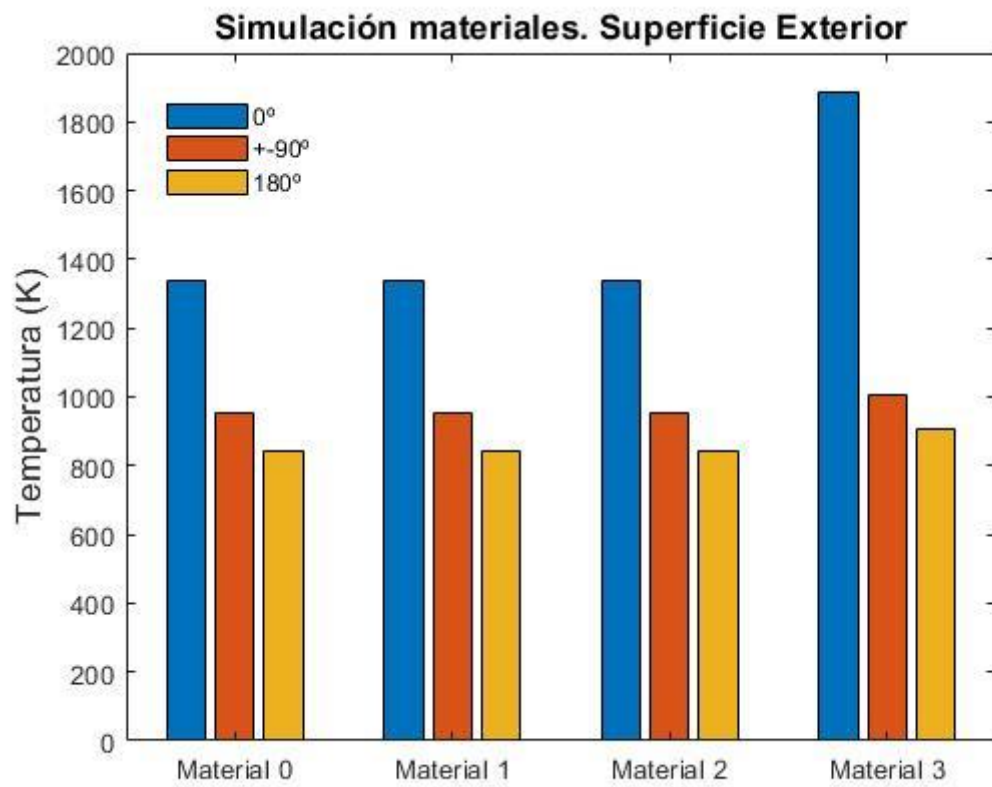


Fig. 3. 26. Temperatura de diferentes materiales en el radio exterior

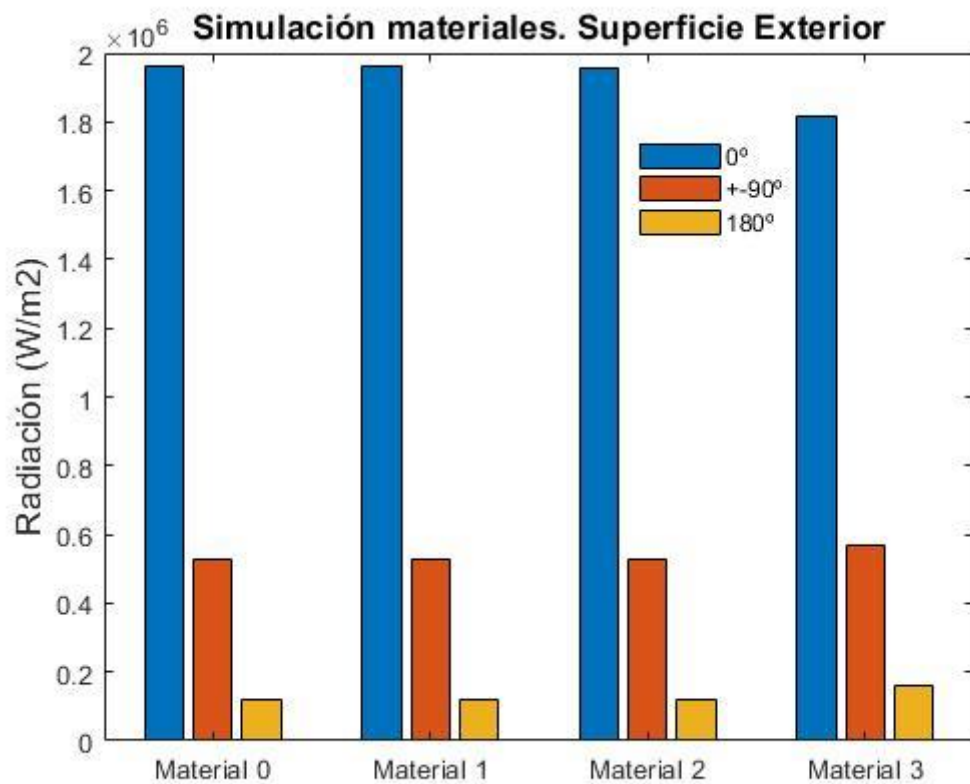


Fig. 3. 27. Radiación de diferentes materiales en el radio exterior

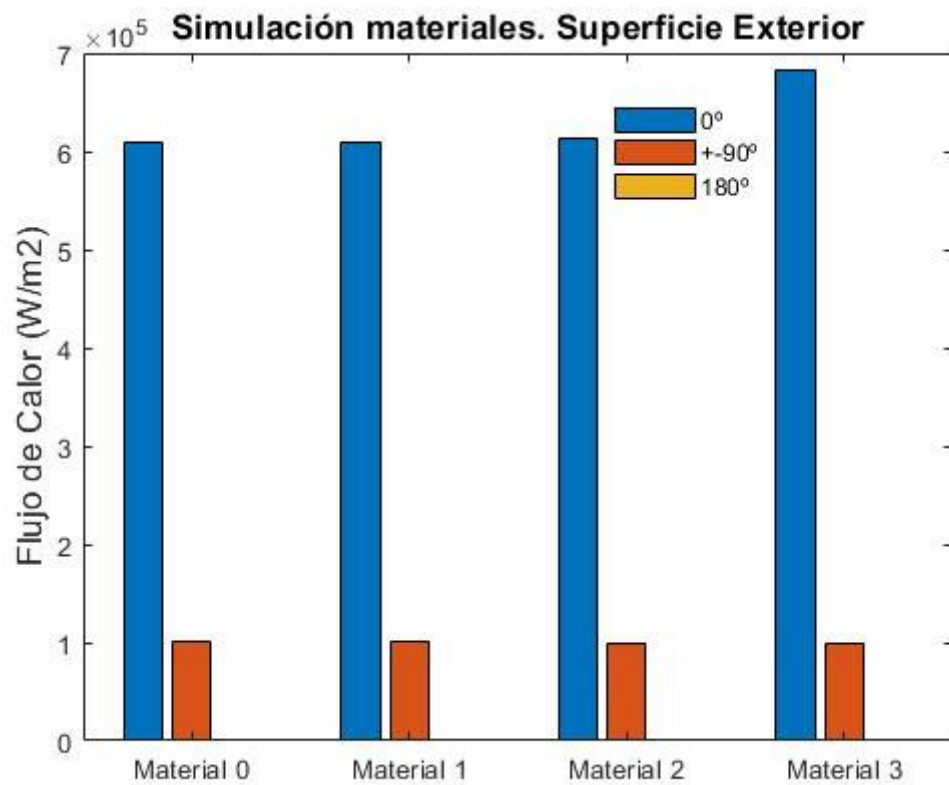


Fig. 3. 28. Flujo de calor de diferentes materiales en el radio exterior

Se puede apreciar que el Incoloy, el Inconel y el Haynes presentan condiciones de trabajo muy similares si no prácticamente idénticas. Esto se debe a la similitud de sus propiedades. El resultado de estas simulaciones en cuanto a los materiales usados es congruente, pues queda demostrado que los tres son candidatos para trabajar en centrales solares con este tipo de condiciones extremas trabajando siempre en condiciones seguras, como queda demostrado con su uso en diferentes centrales actuales.

El aluminio presenta diferentes modos de operación que el resto de materiales. Se puede observar que su temperatura de operación máxima es inferior a la del resto de casos, pensando pues que éste material puede ser óptimo debido a su bajo coste y su baja temperatura operativa. Sin embargo, el punto de fusión del aluminio dista bastante de aquel de los otros materiales, siendo éste de 660.3°C [51]. Se puede observar en el gráfico cómo la temperatura de operación para la simulación del aluminio supera su temperatura de fusión (temperatura mínima de operación $900\text{K}=627^{\circ}\text{C}$) en todos los puntos estudiados, haciendo del aluminio un material no conveniente para su uso en este tipo de centrales.

3.4.5. Barrido de gasto másico

Los siguientes gastos másicos de HTF fueron estudiados:

- $\dot{m}_0 = 290 \text{ Kg/s}$ (nominal)
- $\dot{m}_1 = 335 \text{ Kg/s}$
- $\dot{m}_2 = 600 \text{ Kg/s}$
- $\dot{m}_3 = 900 \text{ Kg/s}$
- $\dot{m}_4 = 1280 \text{ Kg/s}$.

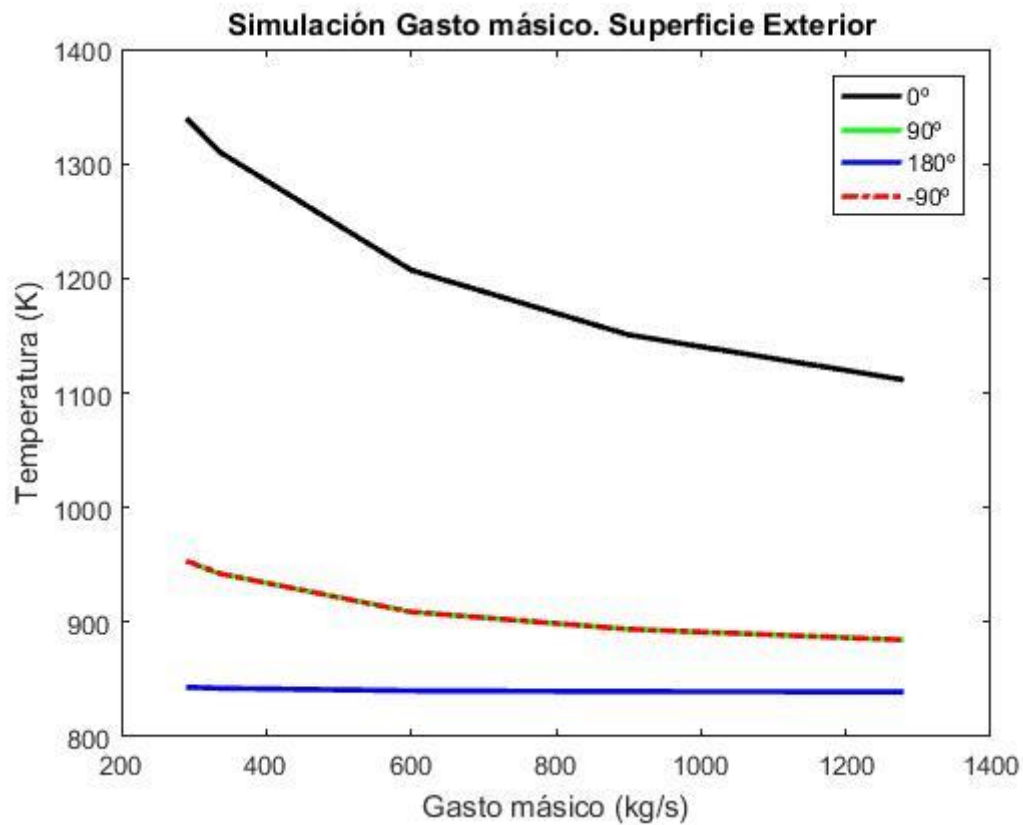


Fig. 3. 29. Temperaturas de diferentes gastos másicos en el radio exterior

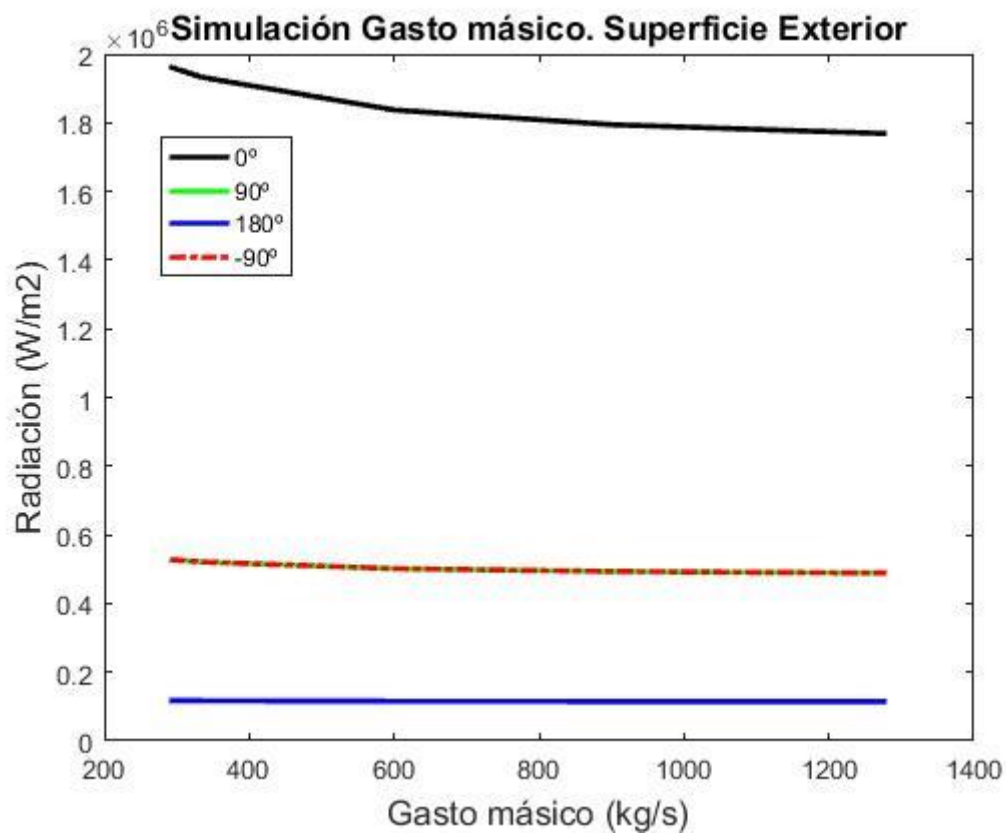


Fig. 3. 30. Radiación de diferentes gastos másicos en el radio exterior

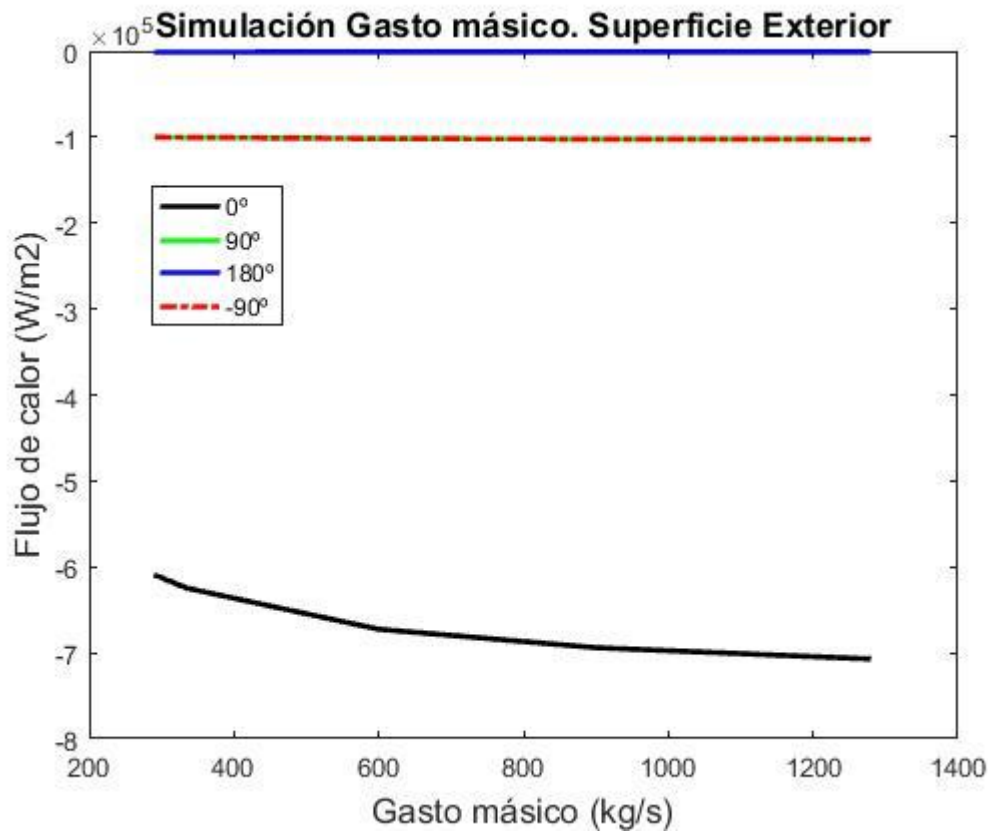


Fig. 3. 31. Flujo de calor de diferentes gastos másicos en el radio exterior

Es observable que la temperatura de operación disminuye en casi todos los puntos conforme el gasto másico va aumentando. Esto se debe a que una mayor cantidad de fluido tendrá que ser calentada por la misma cantidad de rayos de luz, siendo la máxima temperatura alcanzada mucho menor que si el gasto másico es el nominal.

Los números tanto de radiación como de flujo de calor se mantienen bastante estables, esto se debe a que la condición modificada se encuentra en el interior de los tubos, y nada tiene que ver con las condiciones atmosféricas de radiación incidente.

CAPÍTULO 4. PRESUPUESTO DEL PROYECTO

El presupuesto del proyecto pretende obtener de forma aproximada los costes económicos asociados a la realización del mismo. Los costes pueden dividirse en directos e indirectos.

4.1. Costes directos

Los costes directos del proyecto los constituyen los costes de recursos humanos y los costes del equipo informático.

El coste de los recursos bibliográficos no es necesario tenerlo en cuenta pues toda la documentación utilizada para la elaboración del proyecto se ha obtenido mediante internet de manera gratuita, no constituyendo pues un coste directo.

➤ Costes de recursos humanos:

Estos costes hacen referencia a los costes asociados a las personas implicadas en la realización del proyecto: la ingeniera mecánica encargada de desarrollar el proyecto (la autora de esta memoria) y el tutor académico (Rafael Pérez Álvarez), encargado de asesorar a la alumna para una correcta realización del proyecto.

Las horas empleadas y una estimación del coste de dichas horas se recogen en la siguiente tabla:

Persona implicada	Horas dedicadas (h/persona)	Coste (€/h)	Coste acumulado (€)
Autora del proyecto Tutor del proyecto	400	10	4000
	20	15	300
Coste total de recursos humanos (€)			4300

Tabla 4. 1. Coste de recursos humanos.

➤ Costes del equipo informático

Para la realización del proyecto, diferentes componentes informáticos han sido necesarios, debido al análisis computacional que el problema requería.

Los componentes informáticos han sido de dos tipos:

- Hardware: el propio ordenador utilizado para el desarrollo de las simulaciones, así como la escritura electrónica de la memoria.
- Software: licencias de todos los programas utilizados en la elaboración de alguna parte del proyecto como ANSYS, MATLAB; Word, Excel, etc.

Para la estimación de estos costes, se ha planteado una ecuación (ecuación 4.1.) que relacione el tiempo de uso del equipo (t_{uso}), la depreciación del equipo durante el tiempo de uso ($t_{depreciación}$), el uso del componente en el proyecto (U , en porcentaje de su uso total en su vida útil) y el coste inicial del componente (C_{equipo}).

$$Coste = \frac{t_{uso}}{t_{depreciación}} \cdot U \cdot C_{equipo} \quad (4.1)$$

La tabla 4.2. recoge los costes de equipo informático del proyecto:

Elemento	Precio (€)	Uso en el proyecto (%)	Tiempo de uso (meses)	Tiempo de depreciación (meses)	Coste (€)
Ordenador	1000	20	6	48	25
Licencia ANSYS	6500	100	4	36	722.25
Fluent	800	100	2	36	44.5
Licencia MATLAB	100	60	6	36	10
Licencia Office					
Coste total del equipo informático (€)					801.75

Tabla 4. 2. Coste del equipo informático.

4.2. Costes indirectos

Los costes indirectos los constituyen aquellos elementos sin los cuales la realización del proyecto no habría sido posible pero que no forman parte de los elementos vitales para la realización del mismo (material de oficina, agua, luz, etc.).

Los costes indirectos se recogen en la siguiente tabla:

Elemento	Coste (€/mes)	Uso en el proyecto (%)	Tiempo de uso (meses)	Coste (€)
Teléfono e Internet	180	25	6	270
Luz, Agua y Gas	200	25	6	300
Material de oficina	15	100	6	90
Coste indirecto total (€)				660

Tabla 4. 3. Coste indirecto.

4.2. Coste total del proyecto

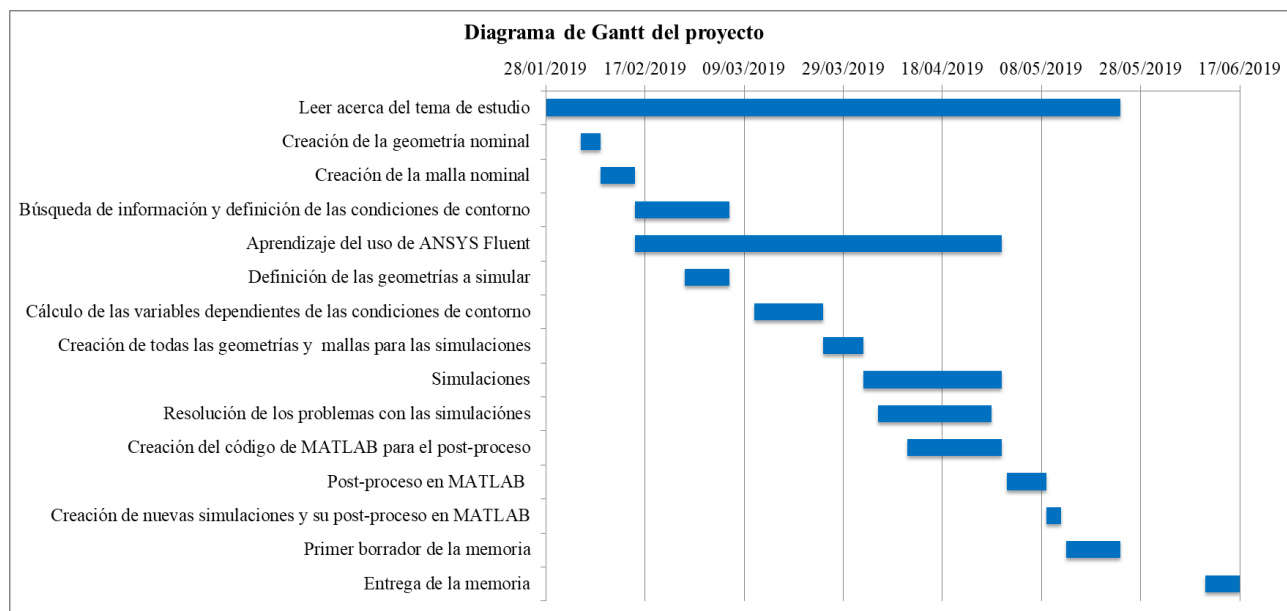
El coste total del proyecto será la suma de los costes directo y los indirectos, además, el 21% del IVA ha de ser añadido.

Concepto	Coste (€)
Coste de recursos humanos	4300
Coste de equipo informático	801.75
Costes indirectos	660
Coste total	5761.75
IVA (21%)	1209.96
Coste total (IVA incluido)	6971.71

Tabla 4. 4. Coste total del proyecto.

CAPÍTULO 5. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

En este capítulo se expone la distribución del tiempo de trabajo empleado en la resolución del problema, especificando en todas las tareas llevadas a cabo durante el proyecto, mediante un diagrama de Gantt.



Inicialmente, se invirtió tiempo en la documentación: se estudiaron diversos artículos, proyectos y estudios sobre el tema de estudio, energías renovables, en especial la energía solar y concretamente las plantas de concentración tipo torre.

Con la información recogida, se procedió al planteamiento de las simulaciones, primeramente creando una geometría y mallándola, aprendiendo el uso de los diversos módulos del programa ANSYS.

Una vez determinadas la geometría y la malla, se plantearon todas las simulaciones que debían ser estudiadas: los barridos de geometrías, los diversos materiales, condiciones térmicas, etc. y se llevaron a cabo. Esta tarea es la que más tiempo necesitó debido a la complejidad del uso del software y al extenso tiempo de simulación.

A continuación, se extrajeron los resultados de las simulaciones para su análisis en MATLAB, creando un código que permitiera analizar los resultados correctamente.

Finalmente, se documentó todo el proceso en la memoria, incluyendo gráficas del post-proceso e imágenes para su correcta lectura.

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Tras la realización del estudio, los resultados obtenidos permiten llevar a cabo conclusiones en el análisis de la configuración de los tubos del receptor, desde su geometría hasta los materiales que los componen y los modelos térmicos asociados.

El estudio de las separaciones traseras de los tubos sostenía que las condiciones de operación de temperatura, radiación incidente y flujo de calor no se verían alteradas por estas separaciones. Es por esto que la separación nominal trasera (5% $De = 1.65$ mm) será la óptima para la operación en este tipo de centrales, pues es suficiente para evitar el choque de los tubos con la superficie trasera en el caso de dilatación térmica, manteniendo una distancia reducida que traerá consigo una reducción de costes.

Algo similar sucedía con las separaciones laterales entre tubos. Si bien estas separaciones sí presentan cambios en las condiciones de operación de temperatura, radiación y flujo de calor, estas condiciones se encuentran siempre entorno a los mismos valores, siempre bajo el marco de la seguridad, y con un amplio margen de operación ante posibles condiciones extremas de trabajo. La separación lateral óptima será pues la nominal (4% $De = 1.32$ mm), que reducirá costes frente a separaciones mayores y asegura el correcto funcionamiento de la central. Hay que recordar que la separación lateral hacía referencia en este caso de estudio a la mitad de la separación entre tubos, siendo pues esta separación óptima del 8% De entre tubos adyacentes, en lugar del 14% como especificaban algunas centrales en uso de este tipo.

El estudio de las diferentes temperaturas de las sales demostraba que el uso de las sales solares es idóneo para su uso en centrales termosolares pues su poder calorífico permite una mayor extracción de energía manteniéndose en un rango de valores seguros de temperatura, para su uso en la central. Los resultados de radiación y flujo de calor poco tenían que ver en el análisis térmico de las sales en el interior del tubo pues estos parámetros vienen definidos por la radiación en el exterior de los tubos, independientemente de lo que ocurra dentro de éstos.

Asimismo, el análisis de valores de radiación muestra como para valores nominales o inferiores, la central se encontrará en disposición de trabajo sin riesgo de fallos por tensiones térmicas y sin superar los picos de flujo solar marcados para el correcto funcionamiento del receptor.

El análisis de materiales del tubo confirma que el uso de materiales como el Incoloy 800 H, el Inconel 625 LCF y el Haynes 230 es el adecuado en receptores solares pues sus propiedades soportan temperaturas de operación extremas, eliminando el riesgo de

fracturas térmicas. Igualmente, se demuestra que materiales convencionales como el aluminio no serían capaces de actuar de forma segura en el funcionamiento de centrales de estas características.

Por último, el estudio de diferentes flujos másicos recorriendo el tubo muestra como para una mayor cantidad de fluido transportado, para una misma radiación impuesta, el fluido no logrará alcanzar temperaturas tan altas como aquellas alcanzadas con el flujo nominal, disminuyendo así la eficiencia del receptor, consiguiendo general una menor energía en la planta de potencia.

En resumen, las condiciones nominales de operación impuestas para el caso estudiado resultan, tras analizar los resultados, las idóneas para su imposición en centrales termosolares de tipo torre. Siendo así la configuración ideal:

- Geometría del receptor:
Separación entre tubos adyacentes: 8% De
Separación entre los tubos y la superficie trasera del receptor: 5% De
- Temperatura de las sales: Entre 260°C y 600°C para asegurar el estado fundido
- Radiación impuesta: hasta $10 \cdot 10^5 \text{ W/m}^2$ para asegurar un correcto funcionamiento del receptor
- Material de los tubos: Incoloy 800 H, Inconel 625 LCF o Haynes 230
- Gasto másico de HTF recorriendo el tubo: 290 kg/s para optimizar la generación de energía

6.1. Trabajos futuros

Para continuar en la línea de investigación de este proyecto, se podrían implementar varias cosas:

- El análisis del caso en 3D en lugar de bidimensionalmente del caso supondría un estudio longitudinal de los tubos, que pueden presentar condiciones no homogéneas de temperatura u otros parámetros en su longitud en el eje z.
- La eficiencia energética podría ser calculada en relación al número de tubos que componen el receptor. Un estudio de la relación número de tubos-gasto másico de fluido HTF-eficiencia de la planta podría reducir el tamaño del receptor reduciendo así los costes de la planta.
- Otros parámetros del receptor podrían ser variados para su análisis de actuación: la velocidad del fluido recorriendo los tubos, la emisividad de la superficie gris localizada detrás de los tubos, el espesor de los tubos, etc.

Resumidamente, el presente caso analiza el comportamiento del receptor ante variaciones de geometría de los tubos y condiciones térmicas, aunque otros muchos parámetros

pueden ser estudiados para una mejor comprensión del comportamiento del receptor en las centrales termosolares de tipo torre.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] ASALE R. Energía. «Diccionario de la lengua española» - Edición del Tricentenario Web site. <https://dle.rae.es/>. Accessed May 22, 2019.
- [2] “The importance of renewable energy”, ACCIONA. <https://www.acciona.com/renewable-energy/>. Accessed Jun 7, 2019.
- [3] “Así nos afecta el cambio climático”, Greenpeace, España, Informe técnico. 2018.
- [4] Ritchie H, Roser M. Fossil fuels. *Our World in Data*. 2017. <https://ourworldindata.org/fossil-fuels>. Accessed Jun 7, 2019.
- [5] Ritchie H, Roser M. “Renewable energy”. *Our World in Data*. 2017. <https://ourworldindata.org/renewable-energy>. Accessed May 16, 2019.
- [6] Bigordà T. Qué países son los mayores productores de energía renovable? Renovables Verdes Web site. <https://www.renovablesverdes.com/que-paises-son-los-mayores-productores-de-electricidad-renovable/>. Updated 2017. Accessed Jun 7, 2019.
- [7] “Las energías renovables en el sistema eléctrico español”, Red Eléctrica de España, 2017.
- [8] Climate Action. “BP Predicts a 400% growth in renewable energy by 2040”. <http://www.climateaction.org/news/bp-predicts-a-400-growth-in-renewable-energy-by-2040>. Accessed May 20, 2019.
- [9] “¿Qué beneficios tiene la energía solar?”, ACCIONA. <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/>. Accessed Jun 7, 2019.
- [10] “Gráficos significativos energía solar fotovoltaica”, Instituto de Energía Solar universidad Politécnica de Madrid, Enero 2017. https://www.ies.upm.es/sfs/IES/IES-UPM/Portada/2017_01_17%20datos%20fotovoltaica%20en%20Espa%C3%B1a.pdf. Accessed Jun 7, 2019.
- [11] Aura Solar. “Energía solar fotovoltaica”. <http://www.aurasolar.com.mx/energia-solar-fotovoltaica.html>. Accessed May 17, 2019.
- [12] “Mapa de radiación solar en el mundo.”. 2010. <http://www.dforcesolar.com/energia-solar/mapa-de-radiacion-solar-en-el-mundo/>. Accessed Jun 7, 2019.
- [13] Greenpeace.” La energía solar puede dar electricidad limpia a más de 4.000 millones de personas para 2030”. Greenpeace España Web site. <http://archivo-es.greenpeace.org/espana/es/news/2010/November/la-energ-a-solar-puede-dar-ele/>. Accessed May 17, 2019.

- [14] Iberdrola. “¿Cómo funcionan las plantas fotovoltaicas?” Iberdrola Web site. <https://www.iberdrola.com/te-interesa/medio-ambiente/que-es-energia-fotovoltaica>. Accessed May 17, 2019.
- [15] “CÉLULAS FOTOELÉCTRICAS”, paneles solares fotovoltaicos.org, 2018. <https://panelessolaresfotovoltaicos.org/celulas-solares/celulas-fotoelectricas/>. Accessed Jun 7, 2019.
- [16] “Así funcionan los paneles solares”, energía solar colombia. . 2017. <https://www.sunsupplyco.com/asi-funcionan-los-paneles-solares/>. Accessed Jun 7, 2019.
- [17] “¿Cómo es un panel solar?, ¿De qué está compuesto?”, IM2 solar. . 2014. <http://www.im2solar.com/03/2014/como-es-un-panel-solar/>. Accessed Jun 7, 2019.
- [18] “Pasos para legalizar instalaciones fotovoltaicas aisladas.”, 2018. <https://www.quetzalingenieria.es/pasos-para-legalizar-instalacion-fotovoltaica-aislada/>. Accessed Jun 7, 2019.
- [19] “Energía solar fotovoltaica para la electricidad de casa.” <http://renov-arte.es/> Web site. <http://renov-arte.es/energias-renovables/energia-solar-fotovoltaica>. Accessed Jun 7, 2019.
- [20] “ACS solar. agua caliente sanitaria: Ventajas, ahorros, casos prácticos, presupuestos.” <https://suelosolar.com/guiasolares/acs.asp>. Accessed Jun 7, 2019.
- [21] SolarPaces. “How CSP Works”. <https://www.solarpaces.org/csp-technologies/csp-how-it-works/>. Accessed May 17, 2019.
- [22] M.A. Moreno Avilés, “Estudio de la influencia del fluido caloportador en las propiedades térmicas e hidrodinámicas de una receptor tubo-bayoneta”, Trabajo de fin de Máster, Universidad Carlos III de Madrid, España, 2018.
- [23] “Centrales Termosolares Andasol 1 y 2”, Grupo Cobra, <http://www.grupocobra.com/proyecto/central-termosolar-andasol-1/>. Accessed Jun 7, 2019.
- [24] “La primera planta solar del mundo con tecnología linear fresnel estará en murcia.” 2010. <https://energeticafutura.com/blog/la-primera-planta-solar-del-mundo-con-tecnologia-linear-fresnel-estara-en-murcia/>. Accessed May 22, 2019.
- [25] OHL Energía. “Planta termosolar 30 MW Puerto Errado 2. Murcia”. <http://www.ohlindustrial.com/proyectos/planta-termosolar-30-mw-puerto-errado-2-murcia/> Accessed May 22, 2019.
- [26] M. Beas, “Dimensionamiento de torres solares para ciclos ultra y supercríticos.”, Trabajo de fin de grado, Departamento de Energía térmica y de Fluidos, Universidad

Carlos III de Madrid, Madrid, España, 2015. [En línea] Disponible en: [https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/23589/TFG Marcos Beas Perez de Tudela Villagran.pdf](https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/23589/TFG_Marcos_Beas_Perez_de_Tudela_Villagran.pdf)

[27] Madrid Solar, “Guía técnica de la energía solar termodinámica.” Comunidad de Madrid, consejería de economía y hacienda, 2012. Disponible en <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-tecnica-de-la-energia-solar-termoelectrica-fenercom-2012.pdf>

[28] C. González Quintero, “Optimización de la altura de torre en campos de heliostatos circulares”, , Departamento de Energía térmica y de Fluidos, Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, España, 2014. [En línea] Disponible en: [https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/26441/TFG Carolina Gonzalez Quintero 2014.pdf?sequence=1](https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/26441/TFG_Carolina_Gonzalez_Quintero_2014.pdf?sequence=1)

[29] M.R. Rodríguez Sánchez, “On the design of solar external receivers”, Tesis Doctoral, Departamento de Energía térmica y de Fluidos, Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, España, 2015. [En línea] Disponible en: https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/22228/tesis_maria-de-los-reyes_rodriguez_sanchez_2015.pdf?sequence=1&isAllowed=y

[30] M. Celador, “diseño y análisis de una central termosolar de torre central operando con sodio fundido”, Trabajo de fin de grado, Departamento de Energía térmica y de Fluidos, Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, España, 2016. [En línea] Disponible en: [https://docs.google.com/viewerng/viewer?url=https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/26973/TFG Marcos Celador Lera 2016.pdf](https://docs.google.com/viewerng/viewer?url=https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/26973/TFG_Marcos_Celador_Lera_2016.pdf)

[31] Santamarta J. “Termosolar con sales fundidas.” <http://helionoticias.es/termosolar-con-sales-fundidas/>. Accessed Jun 7, 2019.

[32] Torresol Energy, “Torre central: funcionamiento de la tecnología”. <http://torresolenergy.com/tecnologias/torre-central/> . Accessed May 22, 2019.

[33] “Las 10 plantas termosolares más grandes del mundo: EEUU y España se reparten el 90% del pastel.” <https://elperiodicodelaenergia.com/las-10-plantas-termosolares-mas-grandes-del-mundo-eeuu-y-espana-se-reparten-el-90-del-pastel/>. Accessed Jun 7, 2019.

[34] O. Flores, C. Marugán-Cruz, D. Santana y M. García-Villalba, “Thermal stresses analysis of a circular tube in a central receiver”, *Energy Procedia*, Diciembre 2014.

[35] D. Iglesias Fernández, “Estudio numérico del flujo de sales fundidas en un receptor central de torre mediante fluent”, Trabajo de fin de grado, Departamento de Energía térmica y de Fluidos, Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, España. [En línea] Disponible en: <https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/16265/PFC-Daniel-Iglesias.pdf;jsessionid=D4CD28A44D1D290644469AE860CD3E5F?sequence=1>

- [36] S. Gómez González, “Mallado y simulación CFD de automóvil”, Trabajo de fin de Máster, Máster en Ingeniería de Automoción, Escuela técnica superior de Ingeniería industrial de Barcelona, Barcelona, España, 2017. [En línea] Disponible en: [https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/108947/Mallado_y_simulacion CF D de automovil - GOMEZGONZALEZsamuel.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/108947/Mallado_y_simulacion_CF_D_de_automovil_-_GOMEZGONZALEZsamuel.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- [37] Kessler M. “Dinámica de fluidos computacional: ¿qué es?”. 2016. <https://www.esss.co/blog/es/dinamica-de-fluidos-computacional-que-es/>. Accessed May 15, 2019.
- [38] A. Lozano Durán, “Notas sobre Dinámica de Fluidos Computacional”, enero 2014. https://torroja.dmt.upm.es/adrian/wp-content/uploads/2013/10/Notas_CFD_ALozano_20141.pdf. Accessed May 22, 2019.
- [39] G. J. Kolb, “An evaluation of posible next-generation high-temperature molten-salt power towers”, Sandia Report, Sandia National Laboratories, Albuquerque, Nuevo México, EEUU, dic 2011 [En línea] Disponible en: <https://www.osti.gov/biblio/1035342>
- [40] J. Santamarta “Termosolar con sales fundidas”. 2016. <http://helionoticias.es/termosolar-con-sales-fundidas/>. Accessed May 13, 2019.
- [41] R. Ferri, A. Cammi, D. Mazzei, “Molten salt mixture properties in RELAP5 code for thermodynamic solar applications”, *International Journal of Thermal Sciences*, may. 2007 [En línea] Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1290072908000197>
- [42] M.R. Rodríguez-Sánchez, C. Marugan-Cruz, A. Acosta-Iborra, D. Santana, “Comparison of simplified heat transfer models and CFD simulacions for molten salt external receiver”, *Applied Thermal Engineering*, dic. 2014
- [43] Shujan A. Cfd & ansys fluent. <https://es.slideshare.net/muhammadshujan/cfd-ansys-fluent>. Updated 2016. Accessed May 15, 2019.
- [44] H. K. Vesteege, W. Malalasekera, *An introduction to computational fluid dynamics*, segunda edición. Pearson Prentice Hall, England, 2007.
- [45] ANSYS Theory Guide, “4.4.1. Standard- Model”, <http://www.afs.enea.it/project/neptunius/docs/fluent/html/th/node58.htm#sec-turb-ke>. Accessed May 22, 2019.
- [46] ANSYS Theory Guide, “1.4.5. Step4: Setting Up the CFD Simulation in ANSYS Fluent”, https://www.sharcnet.ca/Software/Ansys/14.0/en-us/help/flu_tg/x1-47200028.9.html. Accessed May 22, 2019.
- [47] “Haynes 230 alloy”, <https://www.haynesintl.com/docs/default-source/pdfs/new-alloy-brochures/high-temperature-alloys/brochures/230-brochure.pdf>. Accessed May 22, 2019.

[48] AST Ingeniería, “Simulación de sistemas fluido-dinámicos mediante la aplicación del método de los volúmenes finitos”, <http://www.ast-ingenieria.com/capacidades-soluciones/simulacion-cfd>. Accessed May 22, 2019.

[49] F.P. Incropera, D. P. De Witt, *Fundamentos de Transferencia de Calor*, cuarta edición. Prentice Hall, México, 1999.

[50] “Incoloy Alloys 800 H”, Special Metals, <http://www.specialmetals.com/assets/smc/documents/alloys/incoloy/incoloy-alloys-800h-800ht.pdf> . Accessed May 22, 2019.

[51] Lenntech, “Propiedades químicas del aluminio”, <https://www.lenntech.es/periodica/elementos/al.htm>. Accessed May 22, 2019.

[52] Good Fellow, “Todos los materiales para investigación científica y fabricación”. <http://www.goodfellow.com/S/Incoloy-alloy-800-Aleacion-Resistente-al-Calor.html>. Accessed May 22, 2019.

[53] “Inconel alloy 625 LCF”, Special Metals, https://www.haraldpihl.com/globalassets/pdf/033_inconel-alloy-625lcf.pdf. Accessed May 22, 2019.

ANEXO A: 1^{ER} CÓDIGO DE MATLAB

```
clear
%-----LEE EL ARCHIVO DE TEXTO
load DM_M4.txt %CAMBIAR PARA CADA ARCHIVO DE TEXTO
file_name=DM_M4;
%-----

%-----METE CADA FILA EN UN ARRAY COLUMNA
Nnodes= file_name (1:end,1); %1:end para poder cambiar rápido hasta
dónde va para ver el display
x_coordinate= file_name (1:end,2);
y_coordinate= file_name (1:end,3);
total_temperature= file_name (1:end,4);
incident_radiation= file_name (1:end,5);
heat_flux= file_name (1:end,6);
%-----
[theta,rho] = cart2pol(x_coordinate,y_coordinate); %rho es el radio y
theta el angulo en radianes (pi=3,14)
%-----
rhorr=round(rho,5); %redondeo a los valores + significativos
thetar=round(theta,2);

%*****
%*****
%-----
%.....
%.....
%*****
%*****
findRe=find(rhorr==0.0165); %encuentra todos los radios exteriores
sizefindRe=size(findRe)

for j=1:1:sizefindRe
    arraythetasRe(j)=thetar(findRe(j)); %arraythetasRe es un array que
guarda todas las thetas correspondientes a todos los Re
    j=j+1;
end

%.....EJEMPLO DE ESCRIBIR
TXT
file_Re=fopen('array_thetas_M4.txt','w'); %CAMBIAR! PARA QUE ESCRIBA
EN DIFERENTES TXT
fprintf(file_Re,'%f\n',arraythetasRe);
fclose(file_Re);
%}.....
.....

arraythetasRe' %display todas las thetasRe

%-----localiza en arraythetasRe el indice de PI y demuestra que
es pi
q_pi=arraythetasRe;
v_pi=3.14;
```

```

[~,iATRePI]=(min(abs(q_pi-v_pi)))
tetapi_Re=arraythetasRe(iATRePI)
%-----
----
% PI MEDIOS
q_pimeditos=arraythetasRe;
v_pimeditos=1.57;
[~,iATRePIMEDIOS]=(min(abs(q_pimeditos-v_pimeditos)))
tetapimeditos_Re=arraythetasRe(iATRePIMEDIOS)
%-----
----
% 3PI4
q_3pi4=arraythetasRe;
v_3pi4=-1.57;
[~,iATRe3PI4]=(min(abs(q_3pi4-v_3pi4)))
teta3pi4_Re=arraythetasRe(iATRe3PI4)
%-----
----
% cero
q_cero=arraythetasRe;
v_cero=0;
[~,iATRecero]=(min(abs(q_cero-v_cero)))
tetacero_Re=arraythetasRe(iATRecero)
%-----
----

for k=1:1:sizefindRe
    if thetar(findRe(k))== tetapimeditos_Re
        indexRePi2=findRe(k); %1.57 estos indices son los buenos de
los arrays iniciales
        tetapimeditos=thetar(indexRePi2)
    elseif thetar(findRe(k))==tetapi_Re %3.14
        indexRePi=findRe(k);
        tetapi=thetar(indexRePi)
    elseif thetar(findRe(k))==teta3pi4_Re %-1.57
        indexReMPiM=findRe(k);
        tetatrespi=thetar(indexReMPiM)
    elseif thetar(findRe(k))==tetacero_Re %0
        indexReCero=findRe(k);
        tetacero=thetar(indexReCero)
    else
        k=k+1;
    end
end
%}
%}
%los puntos que nos interesan de Radio exterior son los de los
indices:
%indexRePi2 indexRePi indexReMPiM indexReCero
%*****
%*****
%-----
%.....
%.....
%*****
%*****
findRi=find(rhor==0.01485); %encuentra todos los radios interiores
sizefindRi=size(findRi)

for i=1:1:sizefindRi

```

```

        arraythetasRi(i)=thetar(findRi(i)); %arraythetasRe es un array que
guarda todas las thetas correspondientes a todos los Re
        i=i+1;
    end

%.....EJEMPLO DE ESCRIBIR
TXT
file_Ri=fopen('array_thetas_M4.txt','w'); %CAMBIAR! PARA QUE ESCRIBA
EN DIFERENTES TXT
fprintf(file_Ri,'%f\n',arraythetasRi);
fclose(file_Ri);
%}.....
.....

arraythetasRi' %display todas las thetasRe

%-----localiza en arraythetasRe el indice de PI y demuestra que
es pi
p_pi=arraythetasRi;
w_pi=3.14;
[~,iATRiPI]=(min(abs(p_pi-w_pi)))
tetapi_Ri=arraythetasRi(iATRiPI)
%-----
----
% PI MEDIOS
p_pimeditos=arraythetasRi;
w_pimeditos=1.57;
[~,iATRiPIMEDIOS]=(min(abs(p_pimeditos-w_pimeditos)))
tetapimeditos_Ri=arraythetasRi(iATRiPIMEDIOS)
%-----
----
% 3PI4
p_3pi4=arraythetasRi;
w_3pi4=-1.57;
[~,iATRi3PI4]=(min(abs(p_3pi4-w_3pi4)))
teta3pi4_Ri=arraythetasRi(iATRi3PI4);
%-----
----
% cero
p_cero=arraythetasRi;
w_cero=0;
[~,iATRicero]=(min(abs(p_cero-w_cero)))
tetacero_Ri=arraythetasRi(iATRicero)
%-----
----

for h=1:1:sizefindRi
    if thetar(findRi(h))== tetapimeditos_Ri
        indexRiPi2=findRi(h); %1.57 estos indices son los buenos de
los arrays iniciales
        tetapimeditosRi=thetar(indexRiPi2)
    elseif thetar(findRi(h))==tetapi_Ri %3.14
        indexRiPi=findRi(h);
        tetapiRi=thetar(indexRiPi)
    elseif thetar(findRi(h))==teta3pi4_Ri %-1.57
        indexRiMPiM=findRi(h);
        tetatrespiRi=thetar(indexRiMPiM)
    elseif thetar(findRi(h))==tetacero_Ri %0
        indexRiCero=findRi(h);
        tetaceroRi=thetar(indexRiCero)
    else

```



```

        h=h+1;
    end
end
end
%*****
%*****
%-----
%-----
%.....
%.....
%*****
%*****

%{
indexRePi2 indexRePi indexReMPiM indexReCero
indexRiPi2 indexRiPi indexRiMPiM indexRiCero
}%

nodes_8=[Nnodes(indexReCero);Nnodes(indexRePi2);Nnodes(indexRePi);Nnodes(indexReMPiM);Nnodes(indexRiCero);Nnodes(indexRiPi2);Nnodes(indexRiPi);Nnodes(indexRiMPiM)];
x_8=[x_coordinate(indexReCero);x_coordinate(indexRePi2);x_coordinate(indexRePi);x_coordinate(indexReMPiM);x_coordinate(indexRiCero);x_coordinate(indexRiPi2);x_coordinate(indexRiPi);x_coordinate(indexRiMPiM)];
y_8=[y_coordinate(indexReCero);y_coordinate(indexRePi2);y_coordinate(indexRePi);y_coordinate(indexReMPiM);y_coordinate(indexRiCero);y_coordinate(indexRiPi2);y_coordinate(indexRiPi);y_coordinate(indexRiMPiM)];
rho_8=[rho(indexReCero);rho(indexRePi2);rho(indexRePi);rho(indexReMPiM);rho(indexRiCero);rho(indexRiPi2);rho(indexRiPi);rho(indexRiMPiM)];
theta_8=[thetar(indexReCero);thetar(indexRePi2);thetar(indexRePi);thetar(indexReMPiM);thetar(indexRiCero);thetar(indexRiPi2);thetar(indexRiPi);thetar(indexRiMPiM)];
temp_8=[total_temperature(indexReCero);total_temperature(indexRePi2);total_temperature(indexRePi);total_temperature(indexReMPiM);total_temperature(indexRiCero);total_temperature(indexRiPi2);total_temperature(indexRiPi);total_temperature(indexRiMPiM)];
rad_8=[incident_radiation(indexReCero);incident_radiation(indexRePi2);incident_radiation(indexRePi);incident_radiation(indexReMPiM);incident_radiation(indexRiCero);incident_radiation(indexRiPi2);incident_radiation(indexRiPi);incident_radiation(indexRiMPiM)];
flux_8=[heat_flux(indexReCero);heat_flux(indexRePi2);heat_flux(indexRePi);heat_flux(indexReMPiM);heat_flux(indexRiCero);heat_flux(indexRiPi2);heat_flux(indexRiPi);heat_flux(indexRiMPiM)];
matrix_8=[nodes_8 x_8 y_8 rho_8 theta_8 temp_8 rad_8 flux_8 ]

%
file_output=fopen('output_gastoMasico.txt','a'); %CAMBIAR! PARA QUE
ESCRIBA EN DIFERENTES TXT
for ii=1:size(matrix_8,1)
    fprintf(file_output,'%f\t',matrix_8(ii,:));
    fprintf(file_output,'4\t'); %CAMBIAR LA LEYENDA!
    fprintf(file_output,'\n');
end
fclose(file_output);
%
%.....
%.....

```


.....F I N

ANEXO B: 2º CÓDIGO DE MATLAB

```
clear

%-----LEE EL ARCHIVO DE TEXTO
load R_cero_ST.txt %CAMBIAR PARA CADA ARCHIVO DE TEXTO
file_cero=R_cero_ST;
load R_pi2_ST.txt %CAMBIAR!
file_pimeditos=R_pi2_ST;
load R_pi_ST.txt %CAMBIAR!
file_pi=R_pi_ST;
load R_3pi4_ST.txt %CAMBIAR!
file_3pi4=R_3pi4_ST;
%-----
%-----
Nnodes_0= file_cero (1:end,1); %1:end para poder cambiar rápido hasta
dónde va para ver el display
x_coordinate_0= file_cero (1:end,2);
y_coordinate_0= file_cero (1:end,3);
rhor_0=file_cero (1:end,4);
theta_0=file_cero (1:end,5);
total_temperature_0= file_cero(1:end,6);
incident_radiation_0= file_cero(1:end,7);
heat_flux_0= file_cero (1:end,8);
simulation_0=file_cero(1:end,9);
%-----
Nnodes_pi2= file_pimeditos (1:end,1); %1:end para poder cambiar rápido
hasta dónde va para ver el display
x_coordinate_pi2= file_pimeditos (1:end,2);
y_coordinate_pi2= file_pimeditos (1:end,3);
rhor_pi2=file_pimeditos (1:end,4);
theta_pi2=file_pimeditos (1:end,5);
total_temperature_pi2= file_pimeditos(1:end,6);
incident_radiation_pi2= file_pimeditos(1:end,7);
heat_flux_pi2= file_pimeditos (1:end,8);
simulation_pi2=file_pimeditos(1:end,9);
%-----
Nnodes_pi= file_pi (1:end,1); %1:end para poder cambiar rápido hasta
dónde va para ver el display
x_coordinate_pi= file_pi (1:end,2);
y_coordinate_pi= file_pi (1:end,3);
rhor_pi=file_pi (1:end,4);
theta_pi=file_pi (1:end,5);
total_temperature_pi= file_pi(1:end,6);
incident_radiation_pi= file_pi(1:end,7);
heat_flux_pi= file_pi (1:end,8);
simulation_pi=file_pi(1:end,9);
%-----
Nnodes_3pi4= file_3pi4 (1:end,1); %1:end para poder cambiar rápido
hasta dónde va para ver el display
x_coordinate_3pi4= file_3pi4 (1:end,2);
y_coordinate_3pi4= file_3pi4 (1:end,3);
rhor_3pi4=file_3pi4 (1:end,4);
theta_3pi4=file_3pi4 (1:end,5);
total_temperature_3pi4= file_3pi4(1:end,6);
incident_radiation_3pi4= file_3pi4(1:end,7);
heat_flux_3pi4= file_3pi4 (1:end,8);
simulation_3pi4=file_3pi4(1:end,9);
%-----
```

```

%-----

findRe_0=find(rhor_0==0.0165);
sizefindRe_0=size(findRe_0);
for j=1:1:sizefindRe_0
    tempRe_0(j)=total_temperature_0(findRe_0(j)); %arraythetasRe es un
array que guarda todas las thetas correspondientes a todos los Re
    radRe_0(j)=incident_radiation_0(findRe_0(j));
    fluxRe_0(j)=heat_flux_0(findRe_0(j));
    simulRe_0(j)=simulation_0(findRe_0(j));
    j=j+1;
end
%-----
findRe_pi2=find(rhor_pi2==0.0165);
sizefindRe_pi2=size(findRe_pi2);
for k=1:1:sizefindRe_pi2
    tempRe_pi2(k)=total_temperature_pi2(findRe_pi2(k)); %arraythetasRe
es un array que guarda todas las thetas correspondientes a todos los
Re
    radRe_pi2(k)=incident_radiation_pi2(findRe_pi2(k));
    fluxRe_pi2(k)=heat_flux_pi2(findRe_pi2(k));
    simulRe_pi2(k)=simulation_pi2(findRe_pi2(k));
    k=k+1;
end
%-----
findRe_pi=find(rhor_pi==0.0165);
sizefindRe_pi=size(findRe_pi);
for l=1:1:sizefindRe_pi
    tempRe_pi(l)=total_temperature_pi(findRe_pi(l)); %arraythetasRe es
un array que guarda todas las thetas correspondientes a todos los Re
    radRe_pi(l)=incident_radiation_pi(findRe_pi(l));
    fluxRe_pi(l)=heat_flux_pi(findRe_pi(l));
    simulRe_pi(l)=simulation_pi(findRe_pi(l));
    l=l+1;
end
%-----
findRe_3pi4=find(rhor_3pi4==0.0165);
sizefindRe_3pi4=size(findRe_3pi4);
for m=1:1:sizefindRe_3pi4
    tempRe_3pi4(m)=total_temperature_3pi4(findRe_3pi4(m));
%arraythetasRe es un array que guarda todas las thetas
correspondientes a todos los Re
    radRe_3pi4(m)=incident_radiation_3pi4(findRe_3pi4(m));
    fluxRe_3pi4(m)=heat_flux_3pi4(findRe_3pi4(m));
    simulRe_3pi4(m)=simulation_3pi4(findRe_3pi4(m));
    m=m+1;
end
%-----
%-----

hold off
%
plot((simulRe_0-200)*0.01*33,tempRe_0,'kx:')
title('Temp vs separación RE ST')
ylabel('Temperatura (K)')
xlabel('Separación (mm)')
hold on
plot ((simulRe_pi2-200)*0.01*33,tempRe_pi2,'ro:')
plot ((simulRe_pi-200)*0.01*33,tempRe_pi,'bs:')
plot ((simulRe_3pi4-200)*0.01*33,tempRe_3pi4,'g.:')

```

```

legend('0°','90°','180°','-90°')
%}
hold off
%{
plot(simulRe_0-100,radRe_0,'kx:') %si separo por angulos a mano
funciona
title('Rad vs separación RE ST')
ylabel('Radiación (W/m2)')
xlabel('Separación %De')
hold on
plot (simulRe_pi2-100,radRe_pi2,'ro:')
plot (simulRe_pi-100,radRe_pi,'bs:')
plot (simulRe_3pi4-100,radRe_3pi4,'g.:')
legend('0°','90°','180°','-90°')
%}
hold off
%{
plot(simulRe_0-100,fluxRe_0,'kx:') %si separo por angulos a mano
funciona
title('Flux vs separación RE ST')
ylabel('Flujo de calor (W/m2)')
xlabel('Separación %De')
hold on
plot (simulRe_pi2-100,fluxRe_pi2,'ro:')
plot (simulRe_pi-100,fluxRe_pi,'bs:')
plot (simulRe_3pi4-100,fluxRe_3pi4,'g.:')
legend('0°','90°','180°','-90°')
%}

%.
.
%-----
.
.
%.
.
%-----
.
.
%.
.
%-----
.
.
%.
.
%-----

findRi_0=find(rhor_0==0.01485);
sizefindRi_0=size(findRi_0);
for j=1:1:sizefindRi_0
    tempRi_0(j)=total_temperature_0(findRi_0(j)); %arraythetasRe es un
array que guarda todas las thetas correspondientes a todos los Re
    radRi_0(j)=incident_radiation_0(findRi_0(j));
    fluxRi_0(j)=heat_flux_0(findRi_0(j));
    simulRi_0(j)=simulation_0(findRi_0(j));
    j=j+1;
end
%-----
findRi_pi2=find(rhor_pi2==0.01485);
sizefindRi_pi2=size(findRi_pi2);
for k=1:1:sizefindRi_pi2
    tempRi_pi2(k)=total_temperature_pi2(findRi_pi2(k)); %arraythetasRe
es un array que guarda todas las thetas correspondientes a todos los
Re
    radRi_pi2(k)=incident_radiation_pi2(findRi_pi2(k));

```

```

        fluxRi_pi2(k)=heat_flux_pi2(findRi_pi2(k));
        simulRi_pi2(k)=simulation_pi2(findRi_pi2(k));
        k=k+1;
    end
%-----
    findRi_pi=find(rhor_pi==0.01485);
    sizefindRi_pi=size(findRi_pi);
    for l=1:1:sizefindRi_pi
        tempRi_pi(l)=total_temperature_pi(findRi_pi(l)); %arraythetasRe es
un array que guarda todas las thetas correspondientes a todos los Re
        radRi_pi(l)=incident_radiation_pi(findRi_pi(l));
        fluxRi_pi(l)=heat_flux_pi(findRi_pi(l));
        simulRi_pi(l)=simulation_pi(findRi_pi(l));
        l=l+1;
    end
%-----
    findRi_3pi4=find(rhor_3pi4==0.01485);
    sizefindRi_3pi4=size(findRi_3pi4);
    for m=1:1:sizefindRi_3pi4
        tempRi_3pi4(m)=total_temperature_3pi4(findRi_3pi4(m));
%arraythetasRe es un array que guarda todas las thetas
correspondientes a todos los Re
        radRi_3pi4(m)=incident_radiation_3pi4(findRi_3pi4(m));
        fluxRi_3pi4(m)=heat_flux_3pi4(findRi_3pi4(m));
        simulRi_3pi4(m)=simulation_3pi4(findRi_3pi4(m));
        m=m+1;
    end
%-----
%-----

```

```

hold off
%{
plot(simulRi_0-100,tempRi_0,'kx:') %si separo por angulos a mano
funciona
title('Temp vs separación RI ST')
ylabel('Temperatura (K)')
xlabel('Separación %De')
hold on
plot (simulRi_pi2-100,tempRi_pi2,'ro:')
plot (simulRi_pi-100,tempRi_pi,'bs:')
plot (simulRi_3pi4-100,tempRi_3pi4,'g.:')
legend('0°','90°','180°','-90°')
%}
hold off
%{
plot(simulRi_0-100,radRi_0,'kx:') %si separo por angulos a mano
funciona
title('Rad vs separación RI ST')
ylabel('Radiación (W/m2)')
xlabel('Separación %De')
hold on
plot (simulRi_pi2-100,radRi_pi2,'ro:')
plot (simulRi_pi-100,radRi_pi,'bs:')
plot (simulRi_3pi4-100,radRi_3pi4,'g.:')
legend('0°','90°','180°','-90°')
%}
hold off
%{
plot(simulRi_0-100,fluxRi_0,'kx:') %si separo por angulos a mano
funciona

```

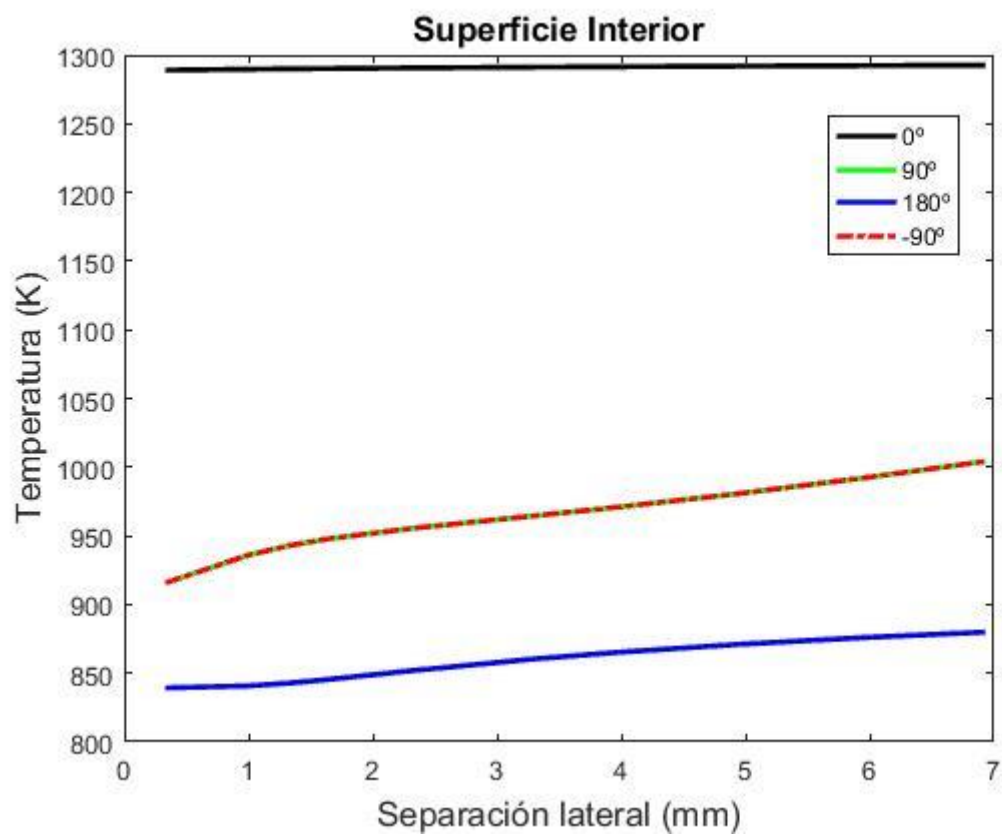
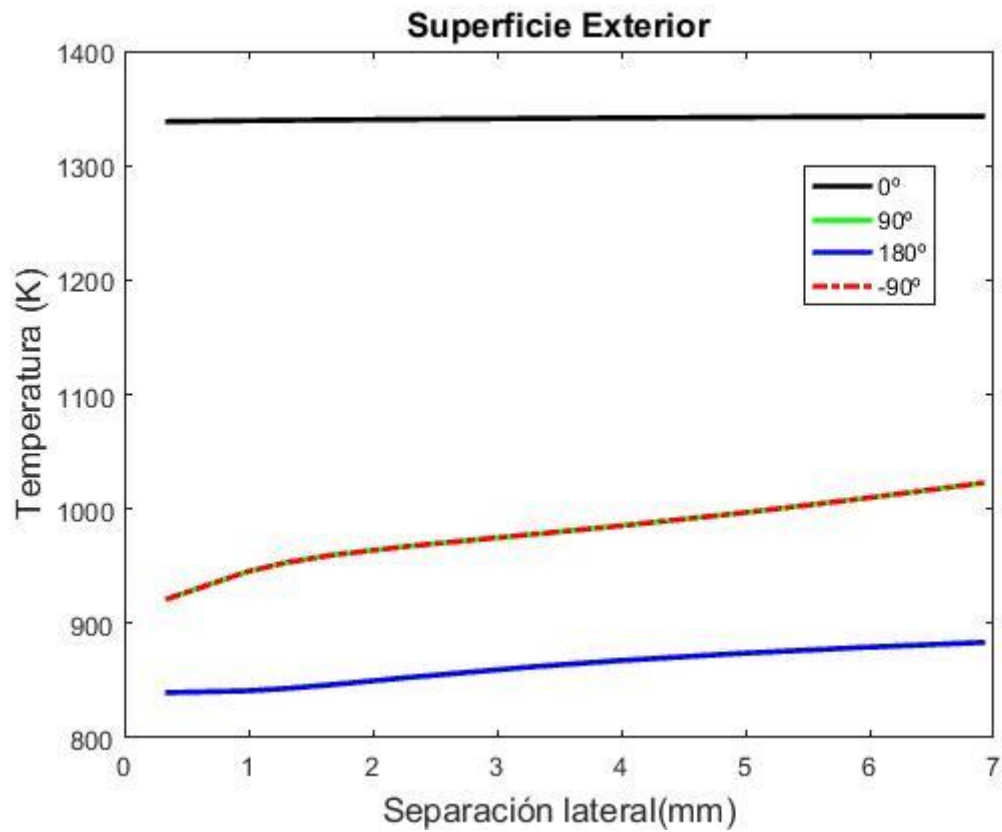
```

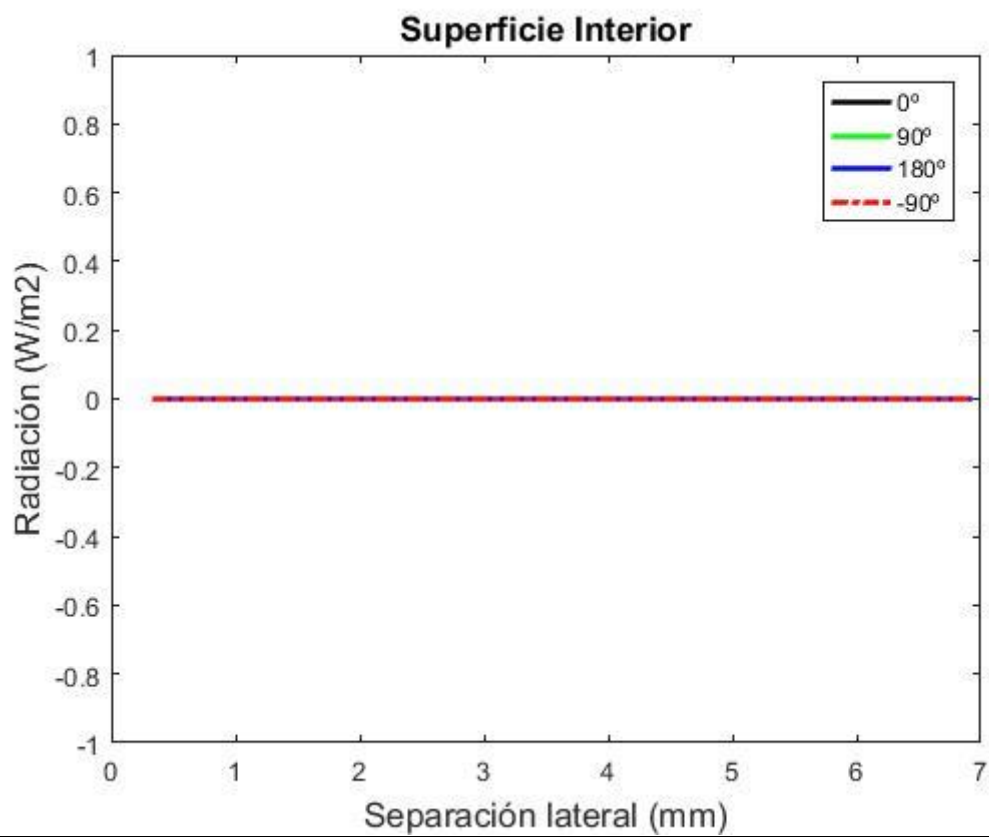
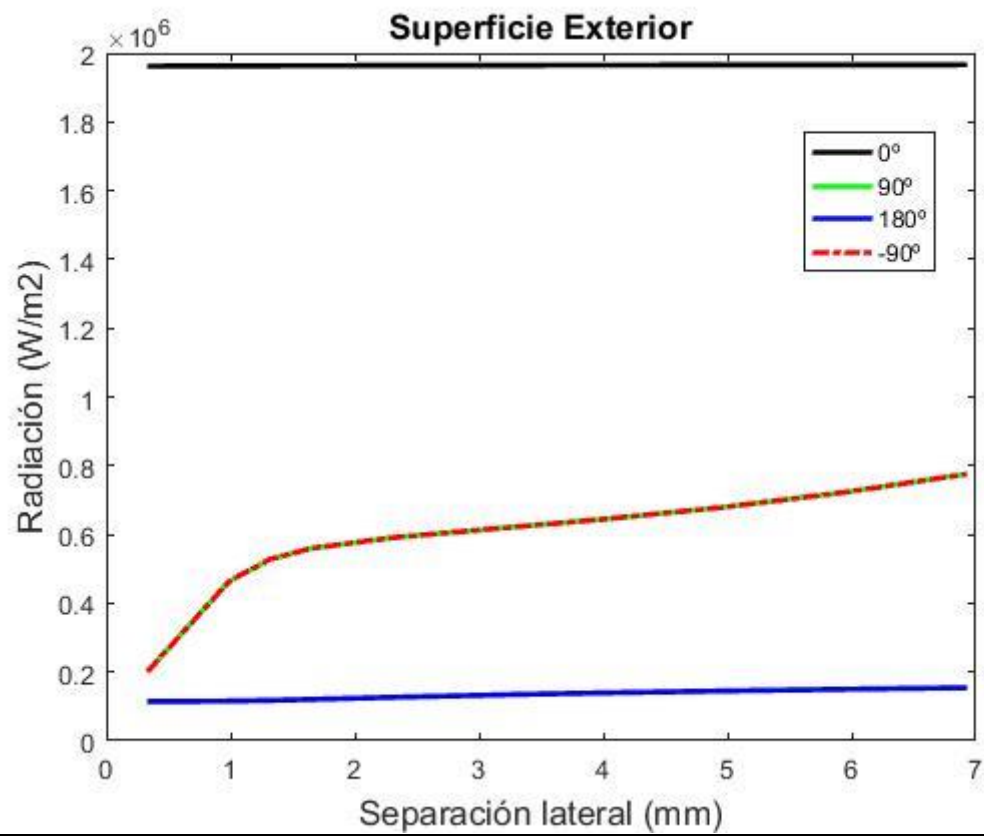
title('Flux vs separación RI ST')
ylabel('Flujo de calor (W/m2)')
xlabel('Separación %De')
hold on
plot (simulRi_pi2-100,fluxRi_pi2,'ro:')
plot (simulRi_pi-100,fluxRi_pi,'bs:')
plot (simulRi_3pi4-100,fluxRi_3pi4,'g.:')
legend('0°','90°','180°','-90°')
%}

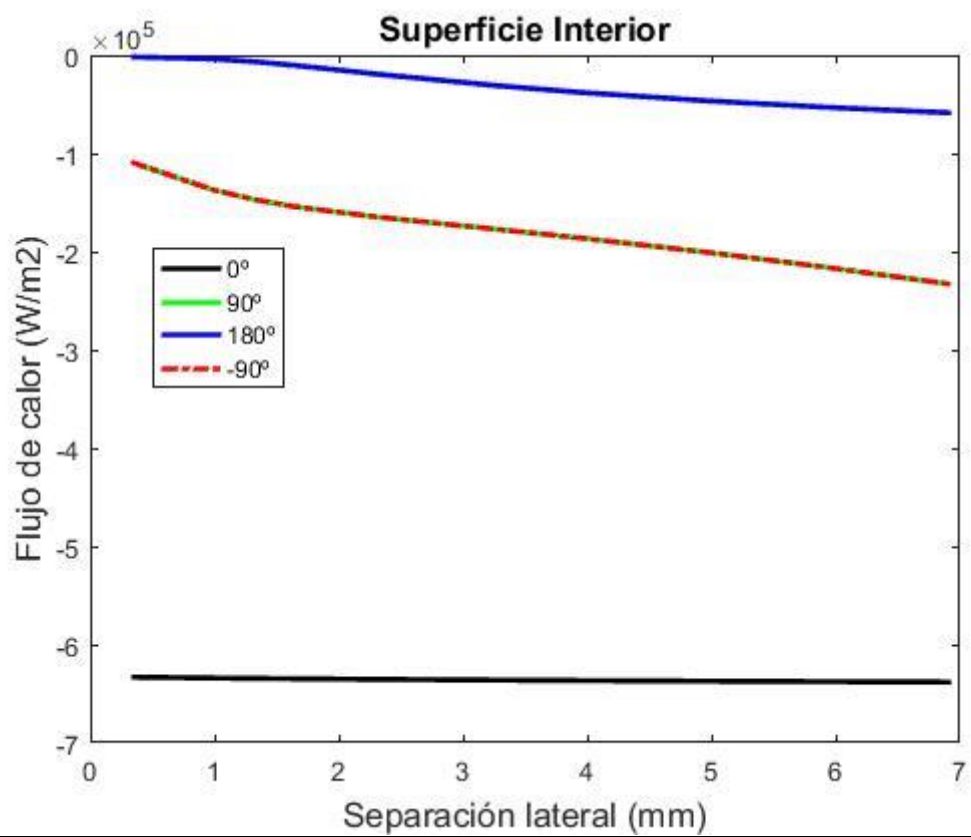
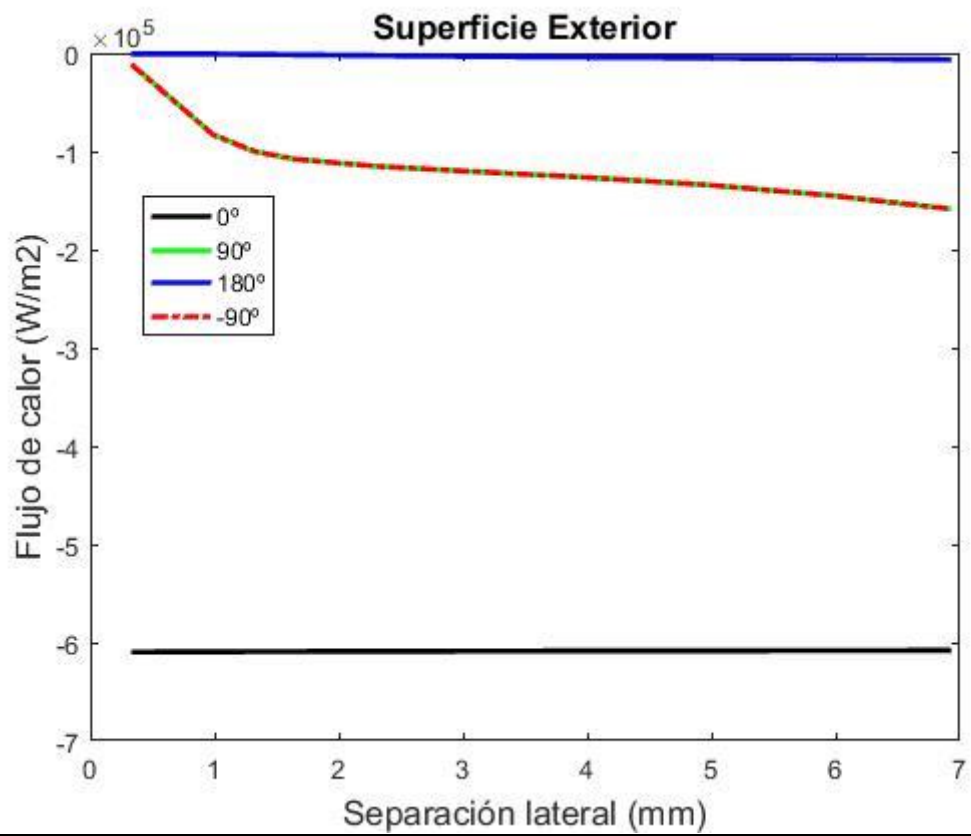
```

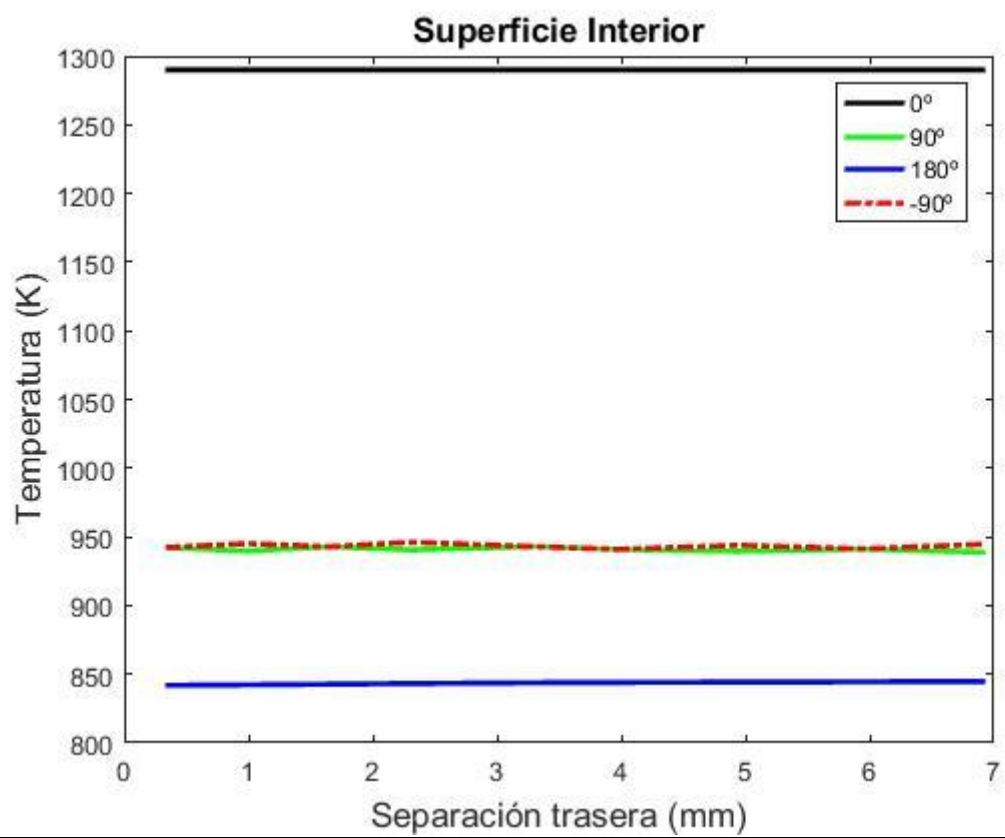
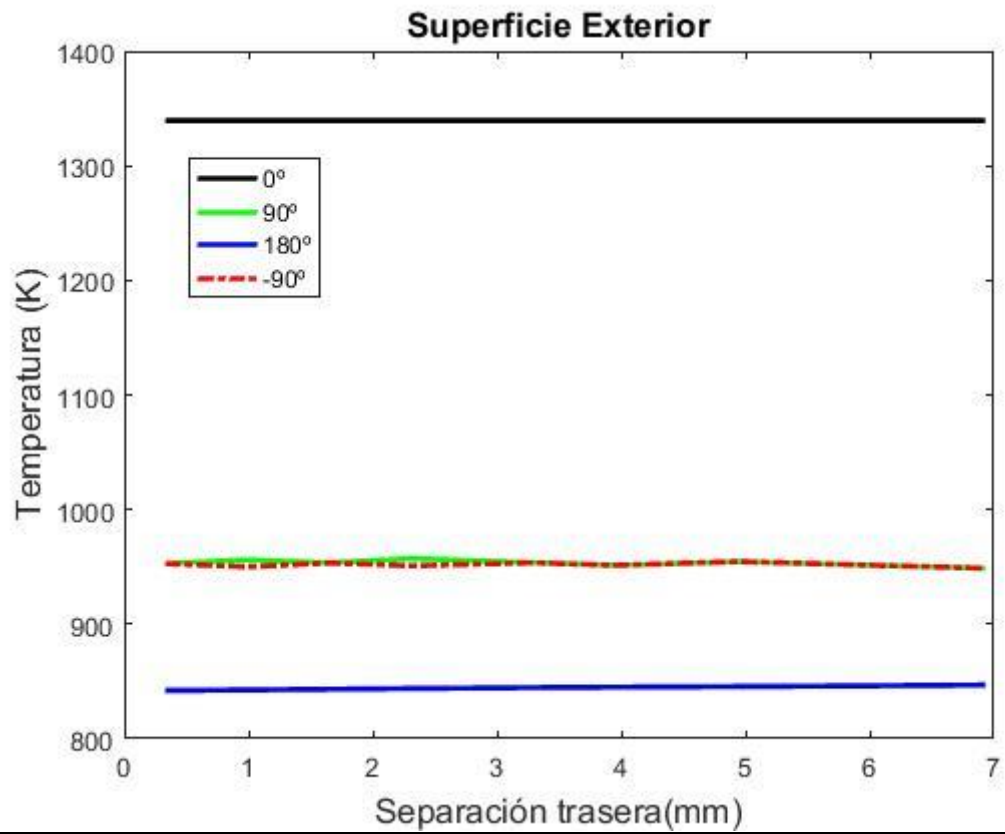
ANEXO C: RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

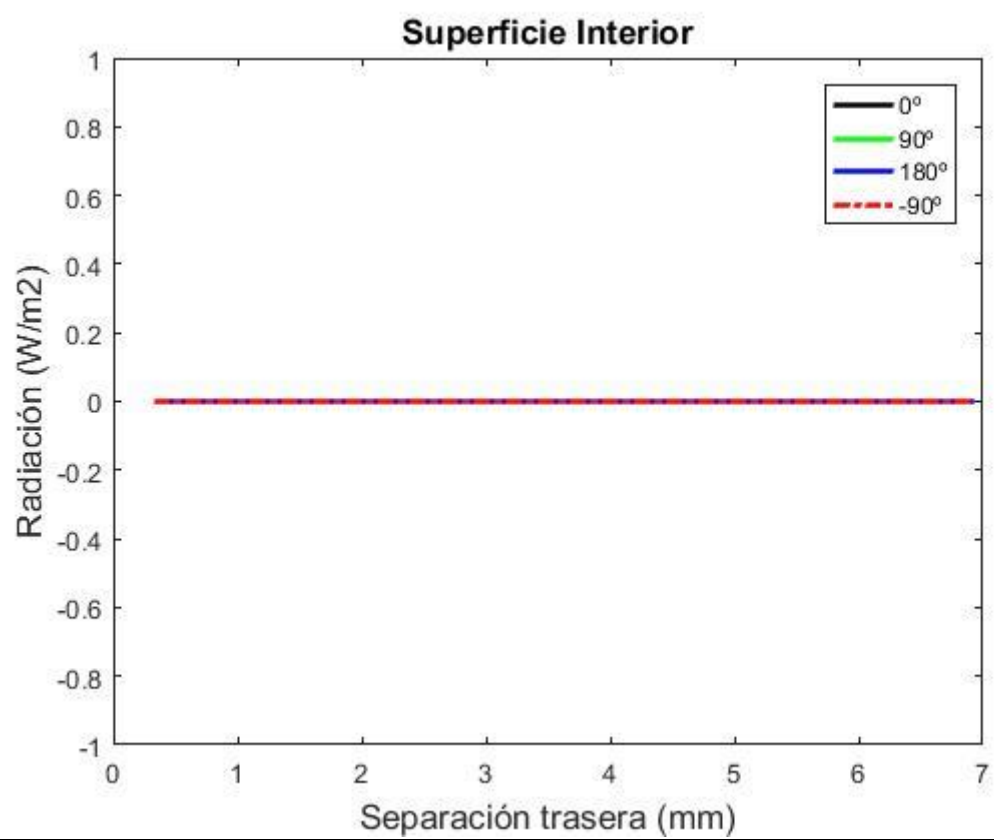
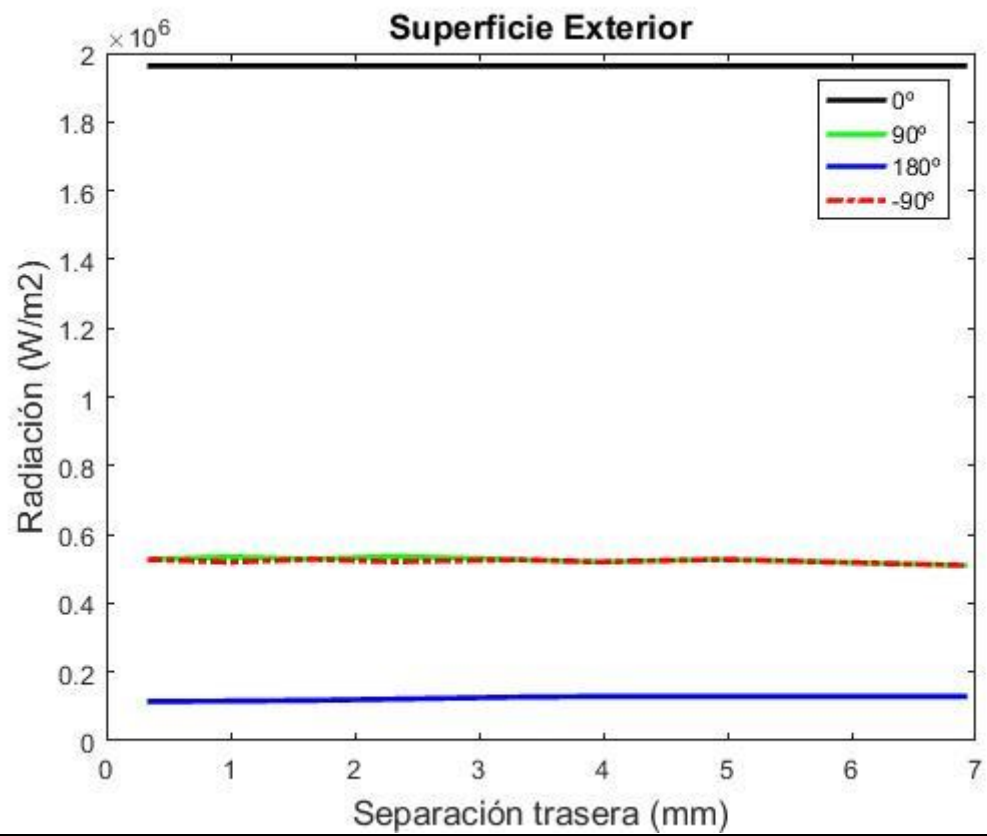
Barrido de geometrías

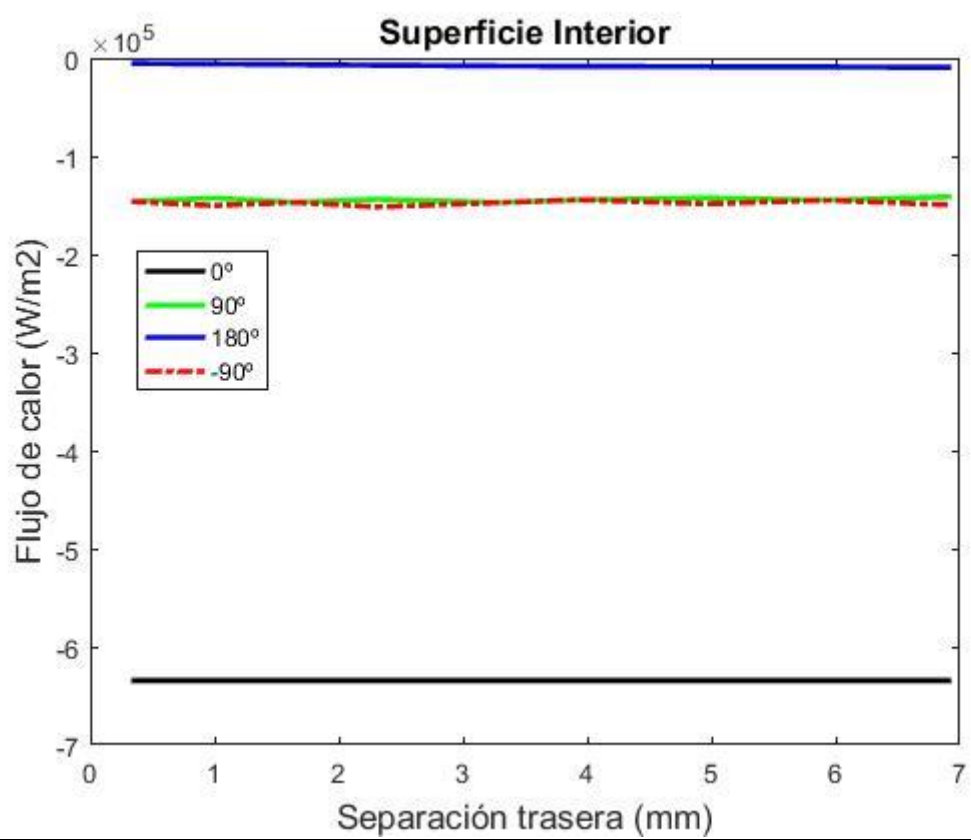
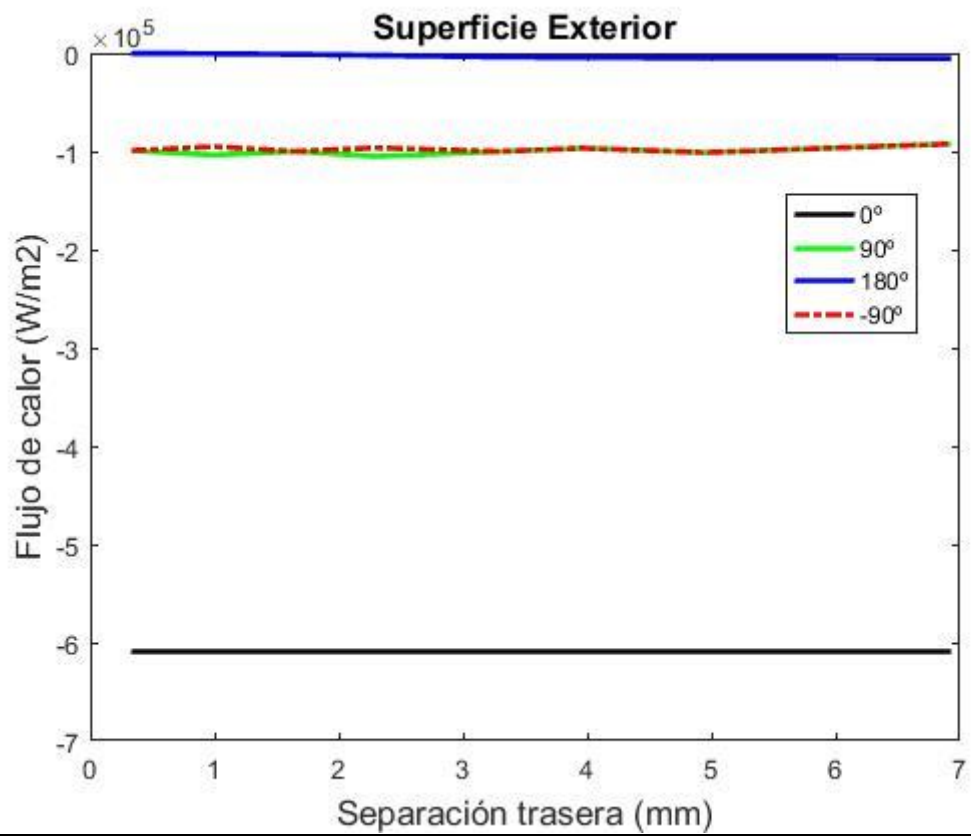




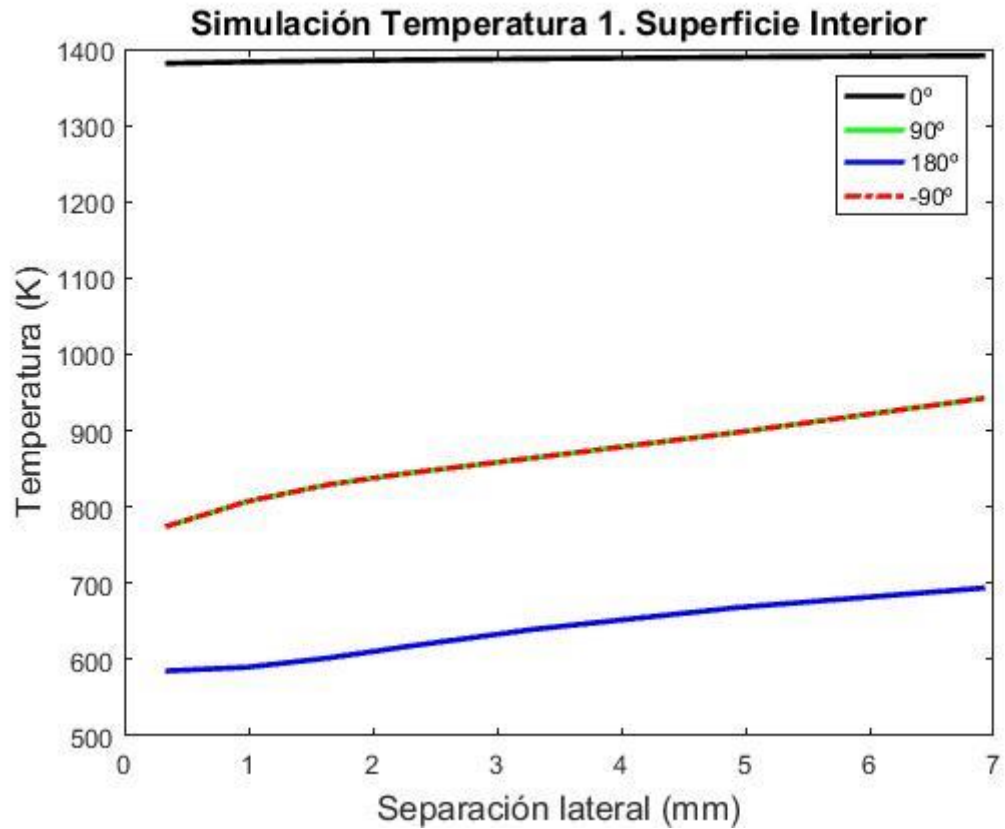
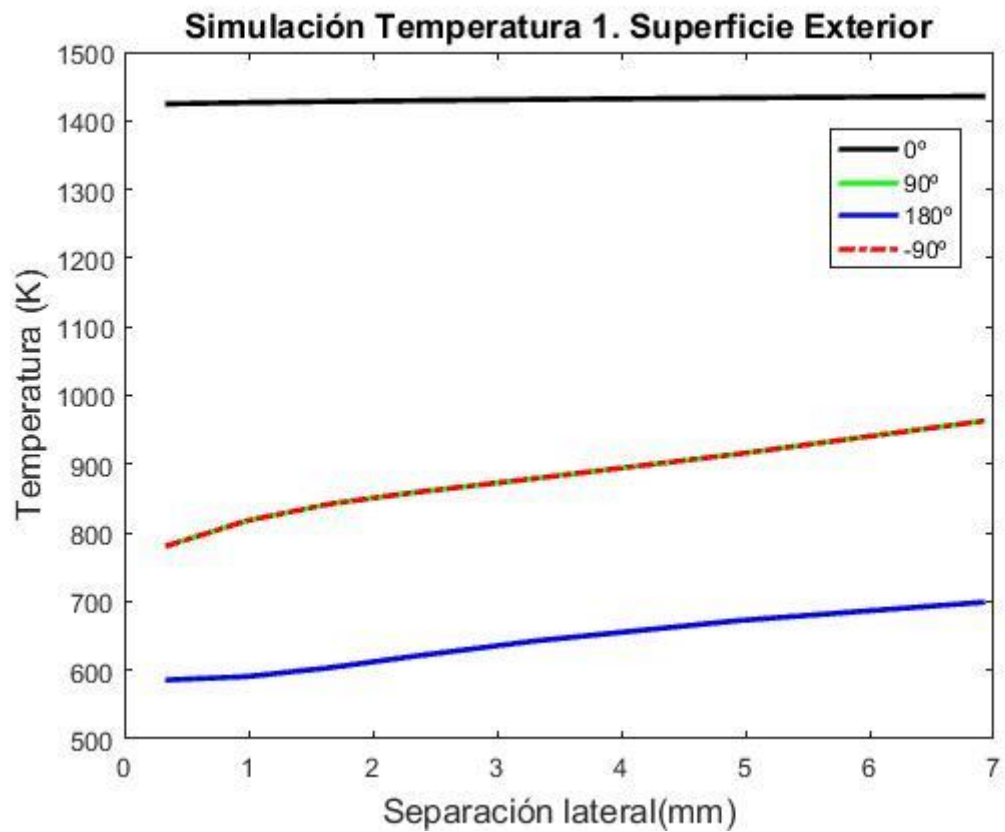


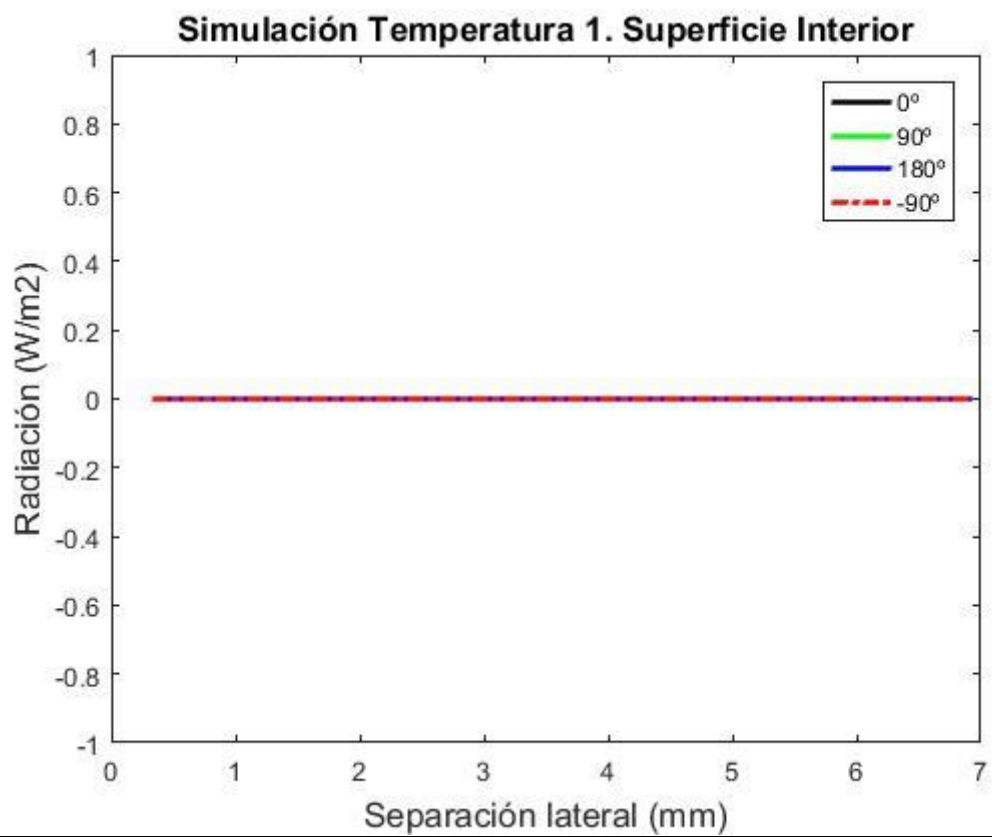
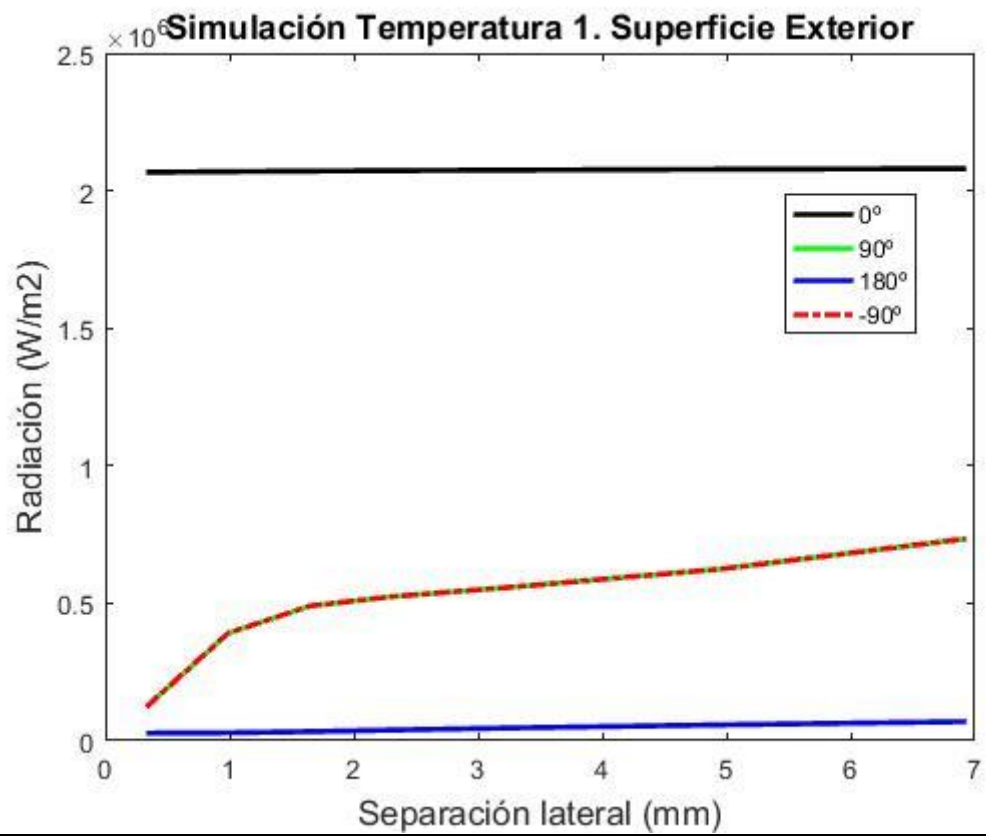


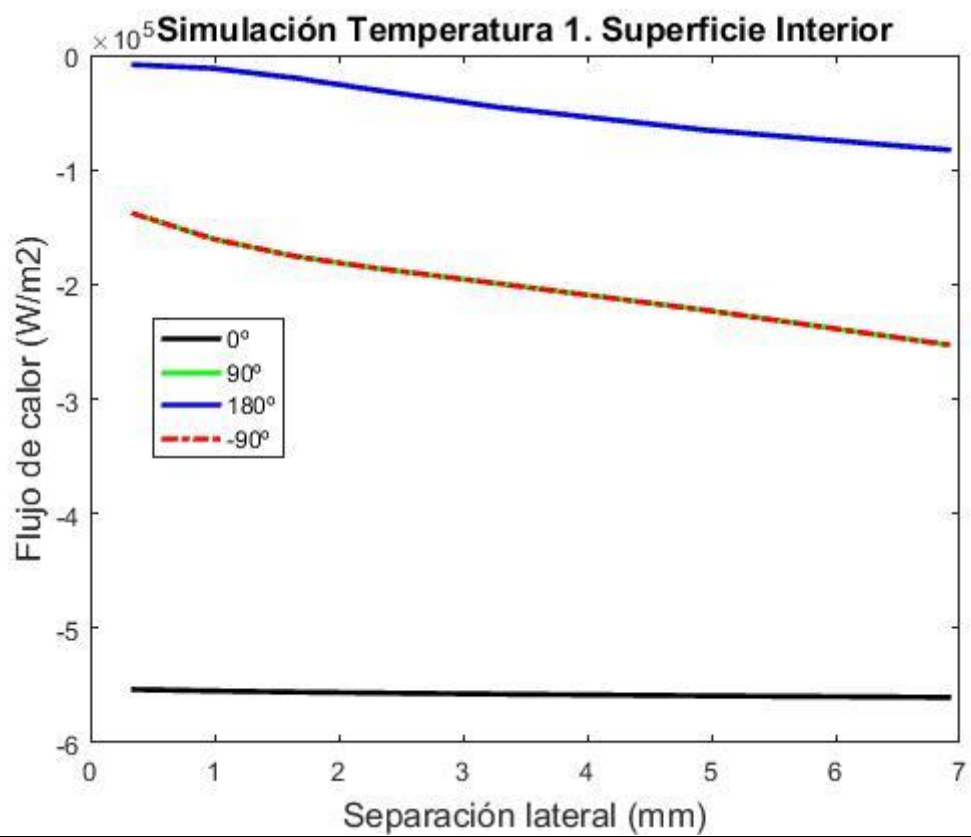
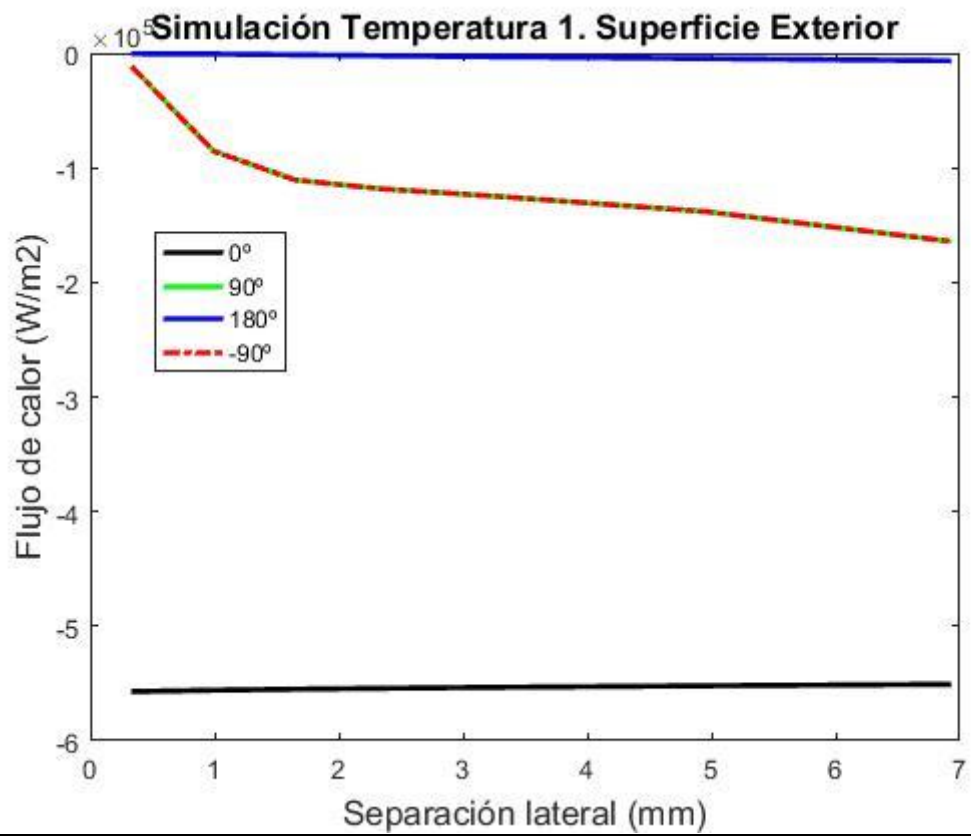


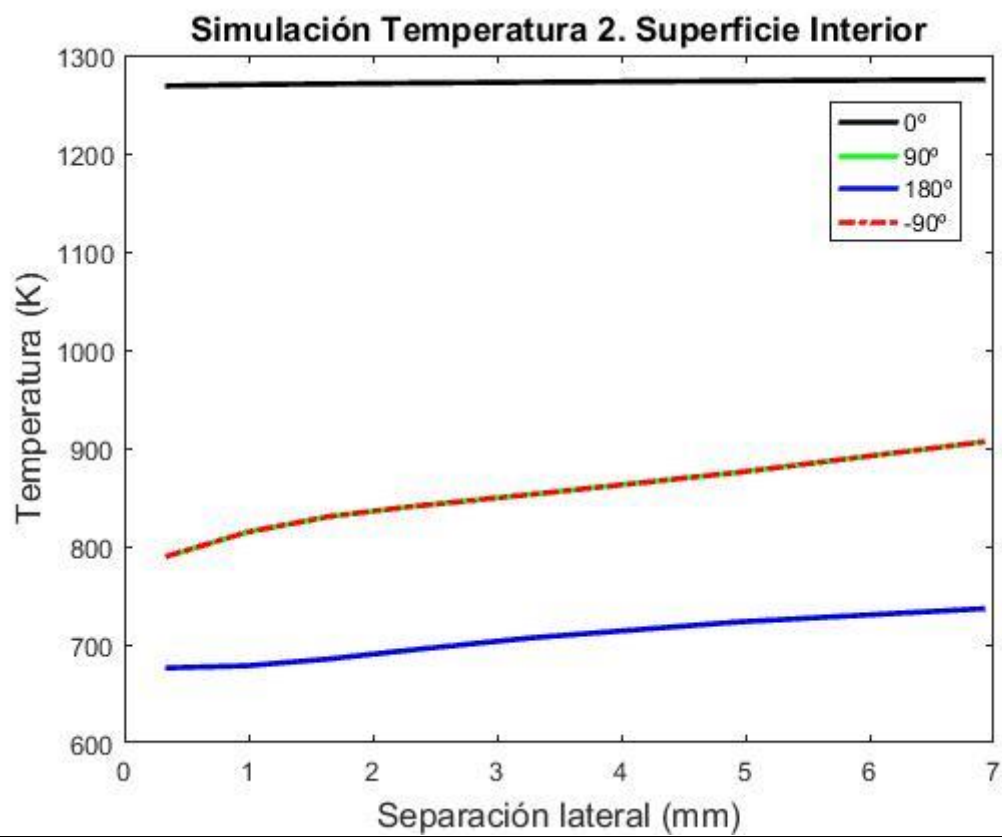
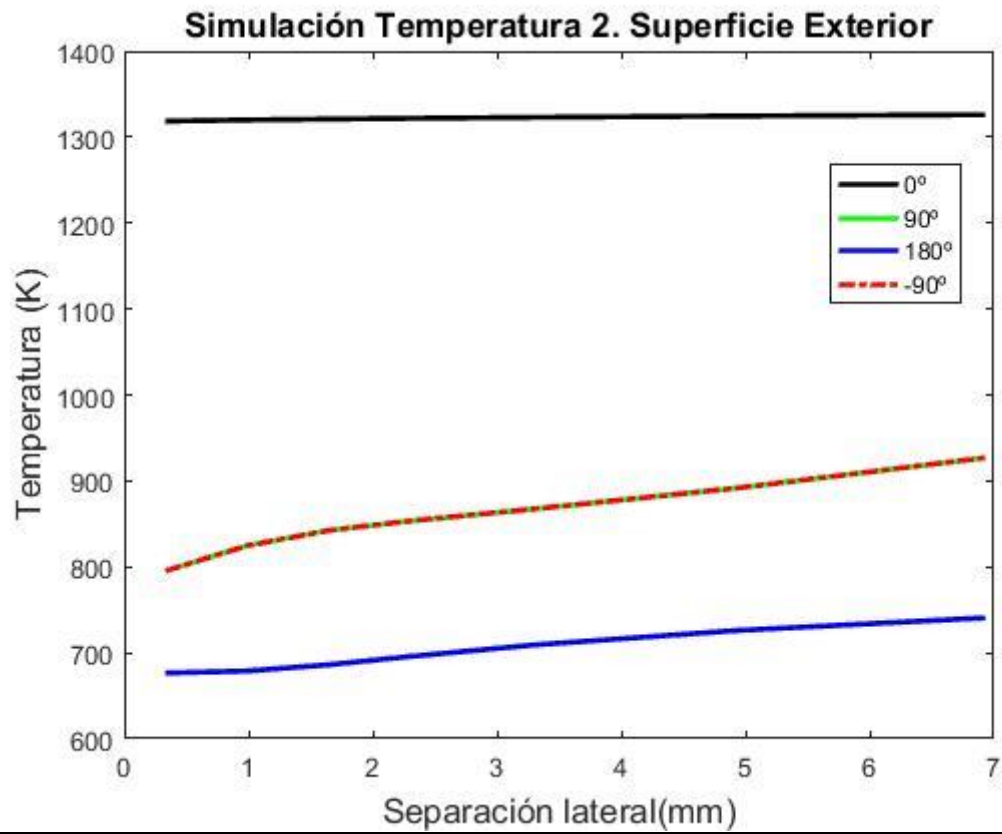


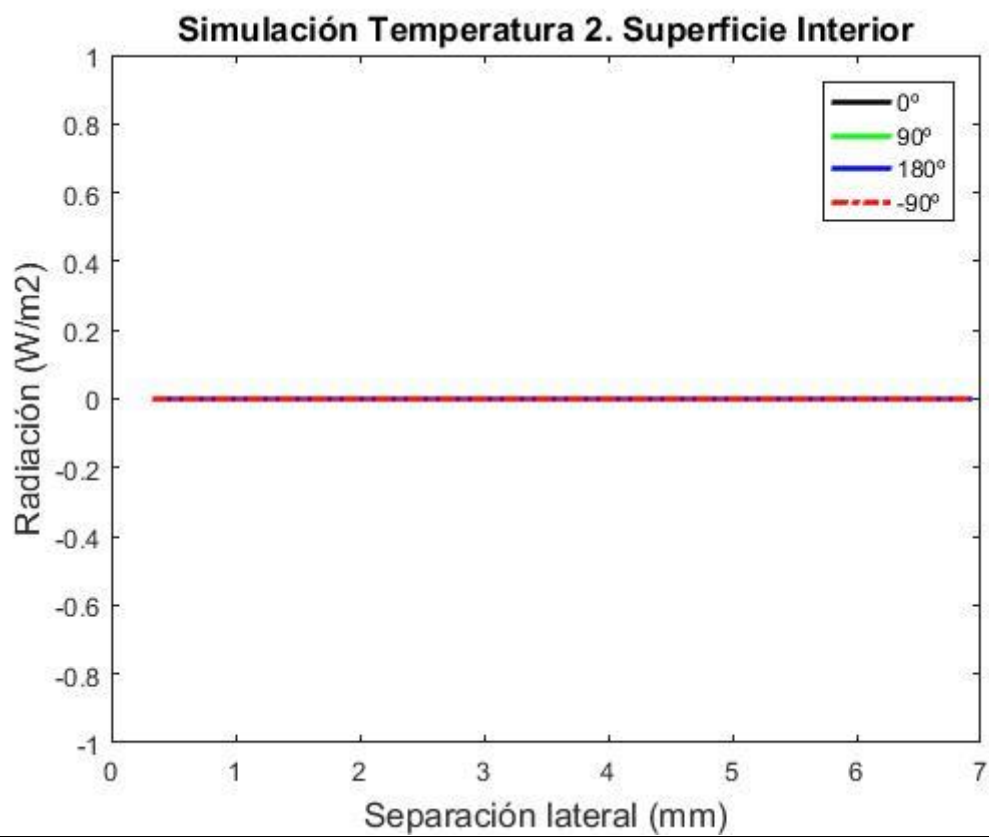
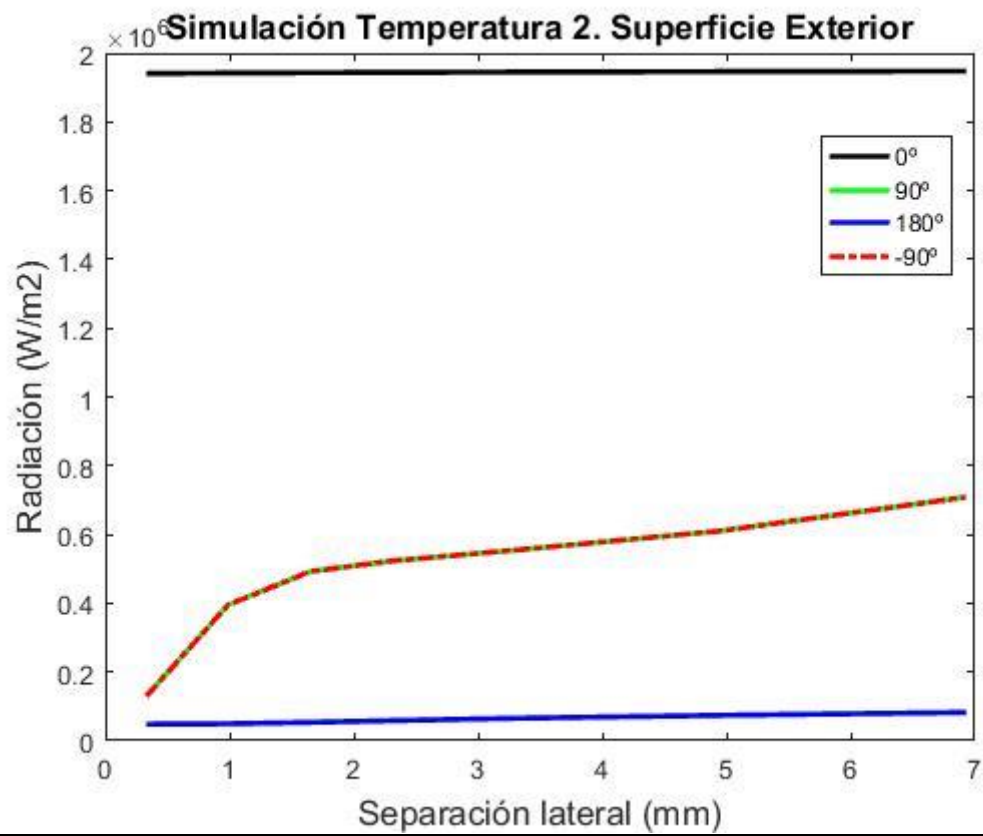
Barrido de temperaturas de las sales

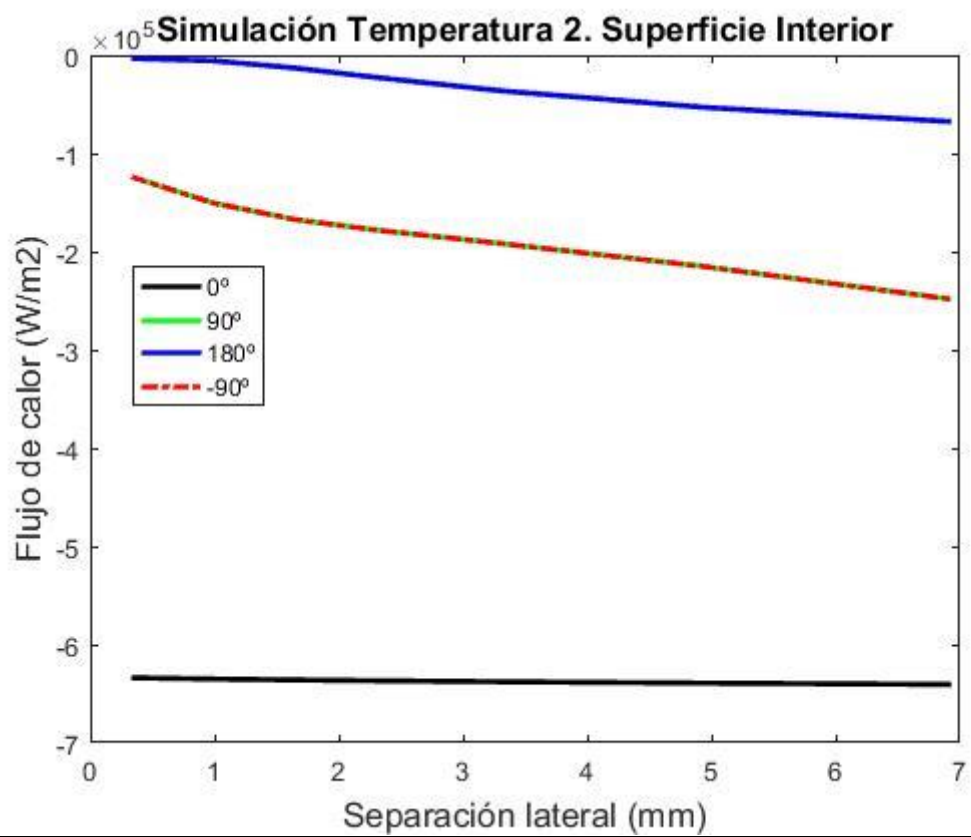
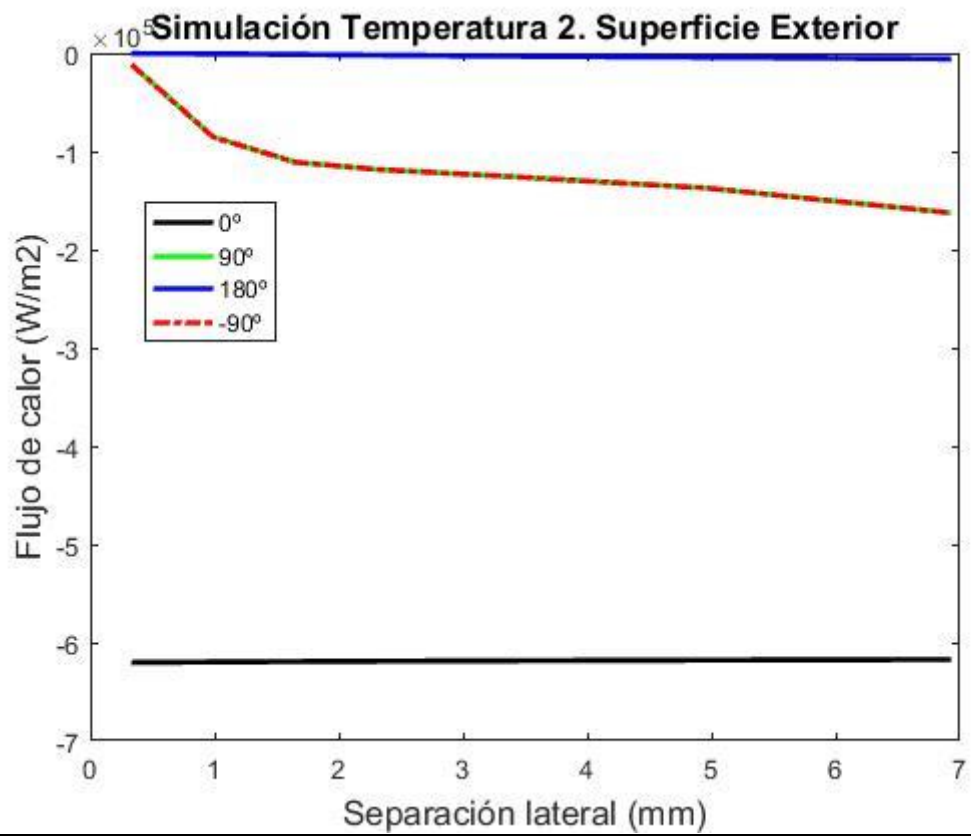




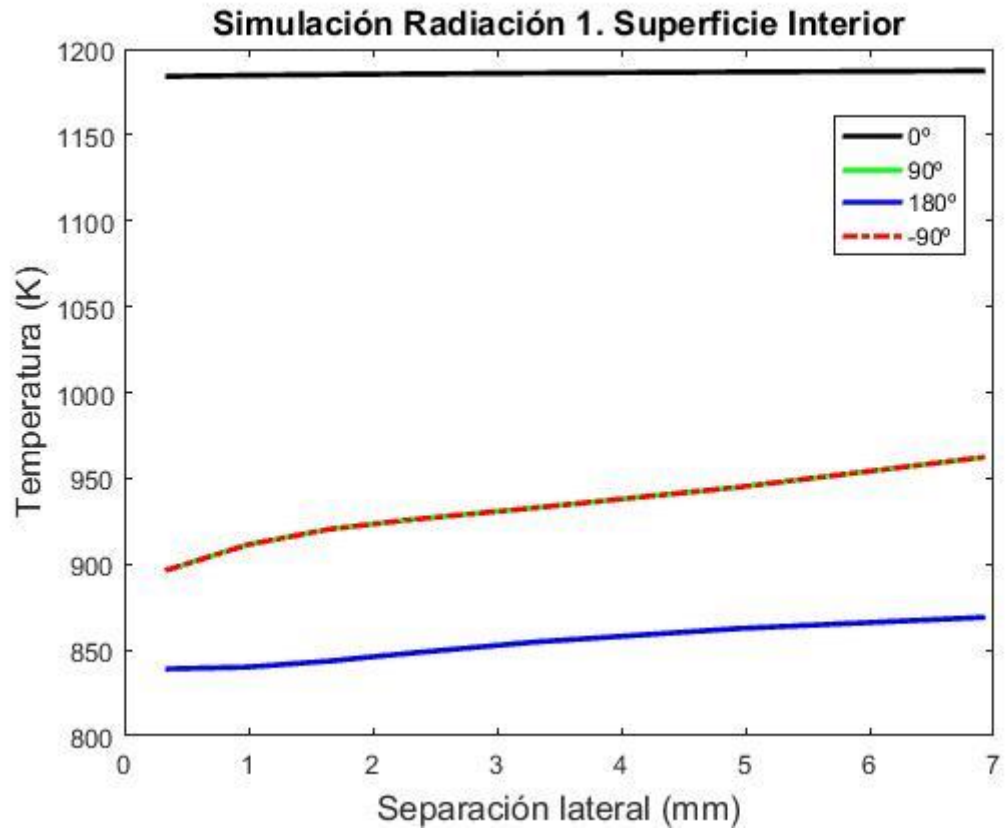
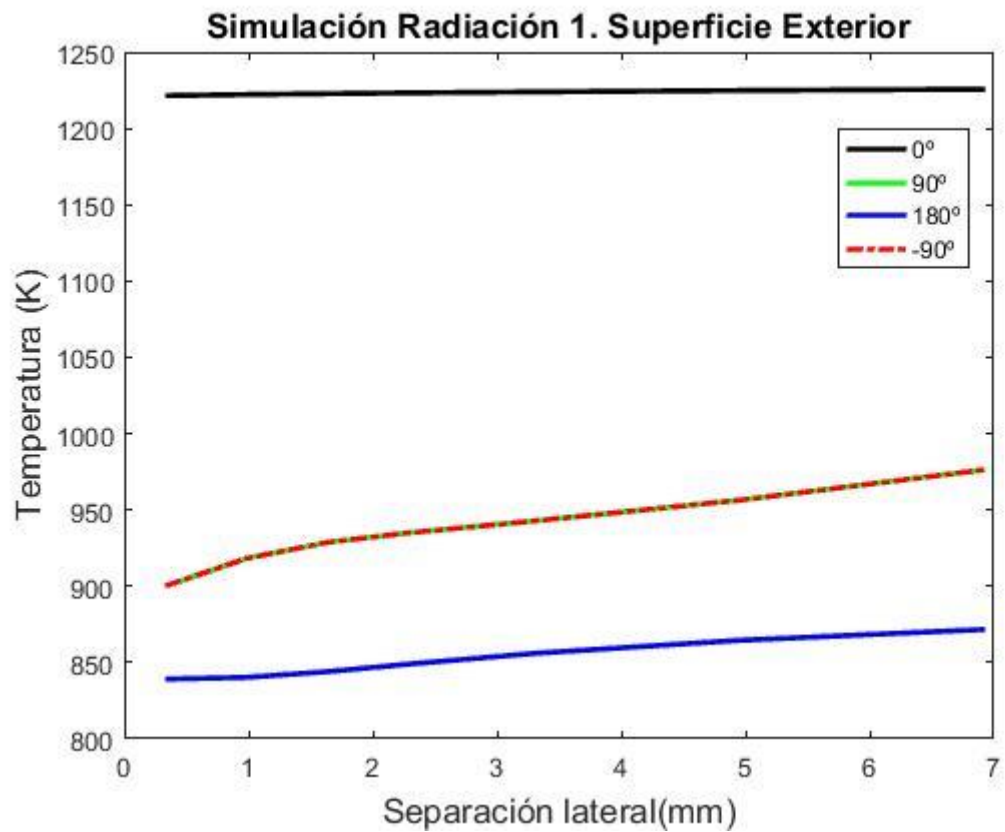


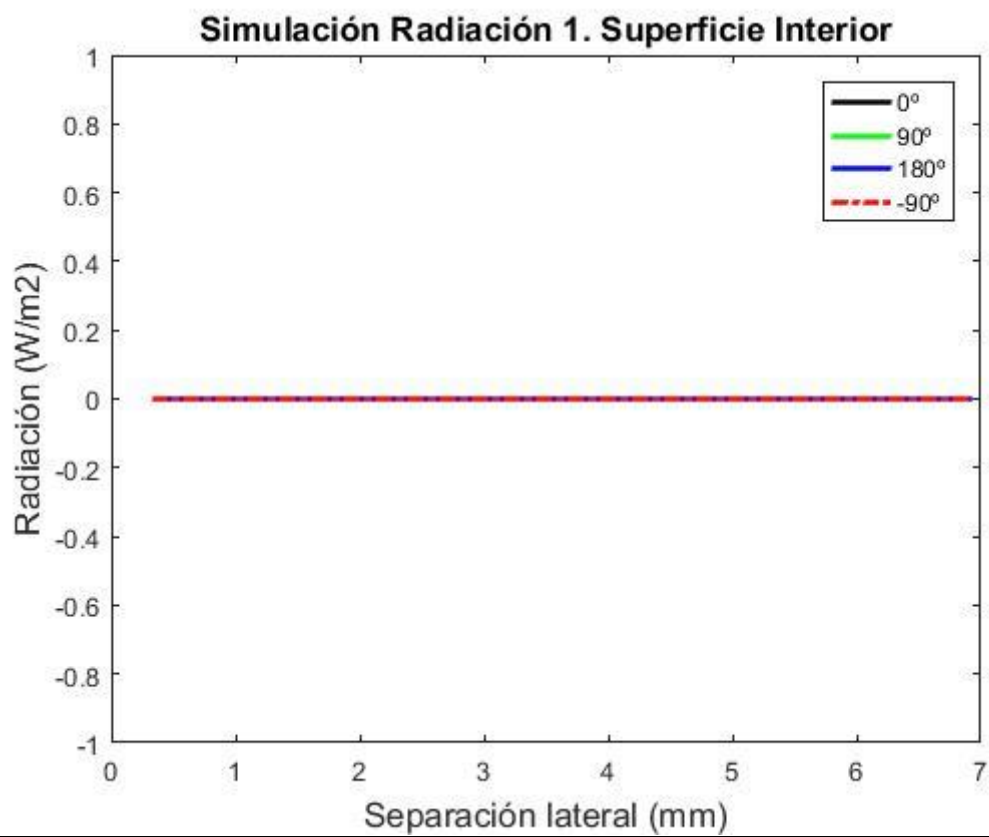
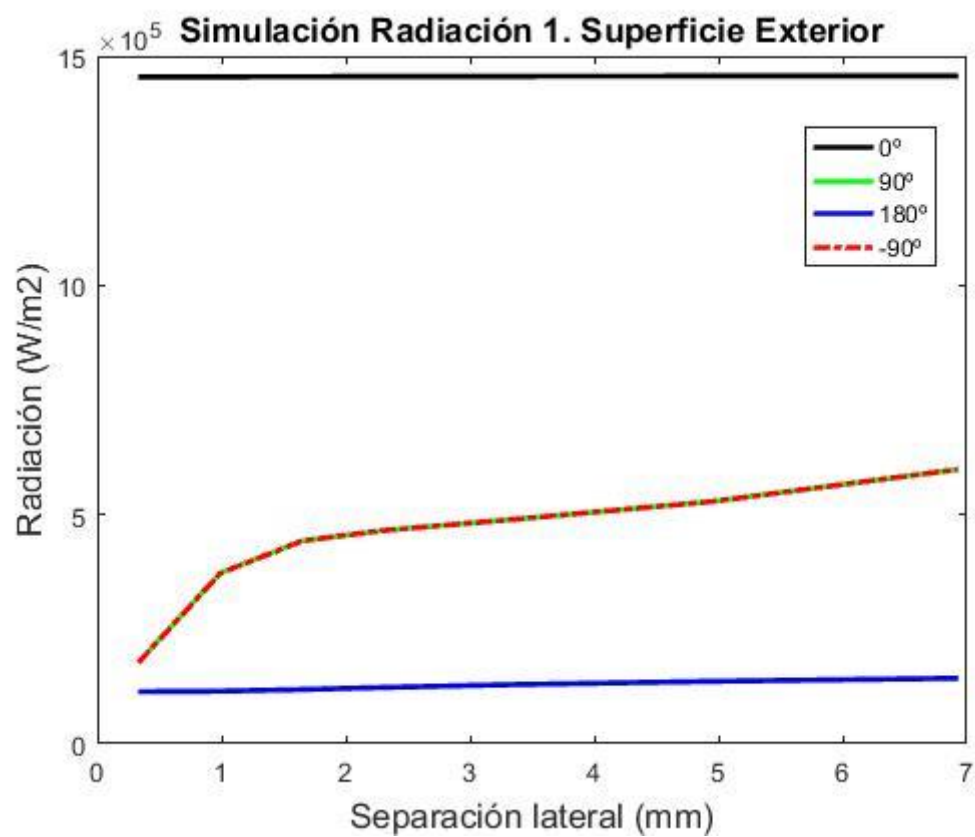


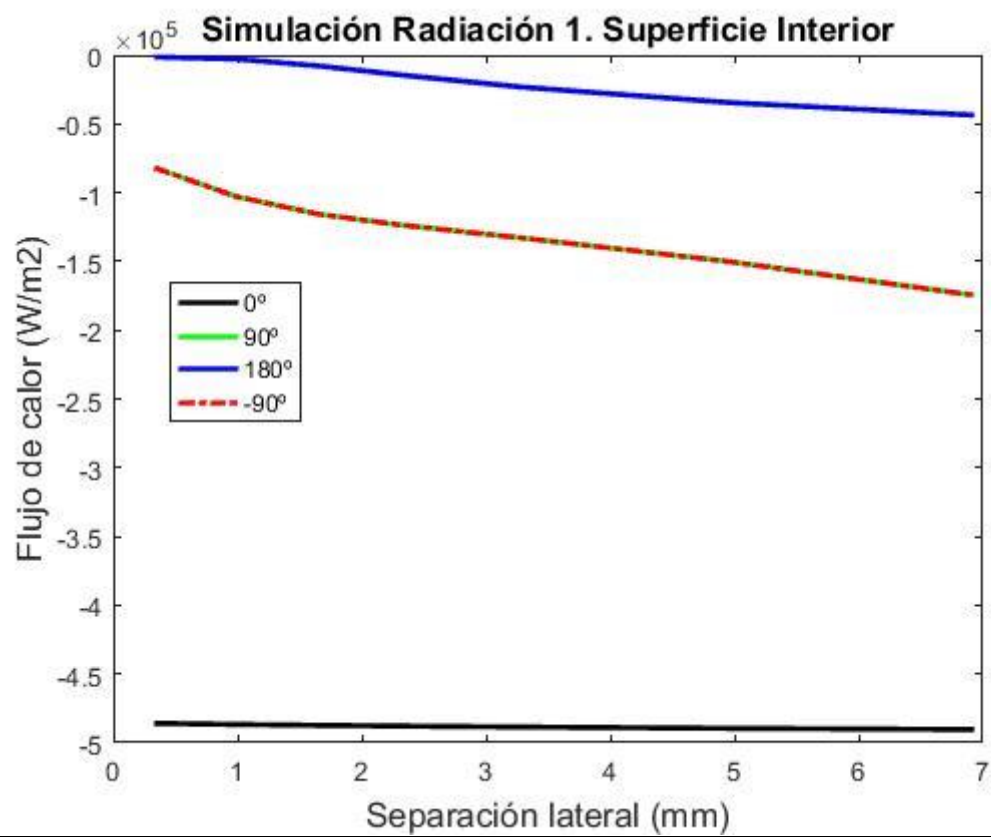
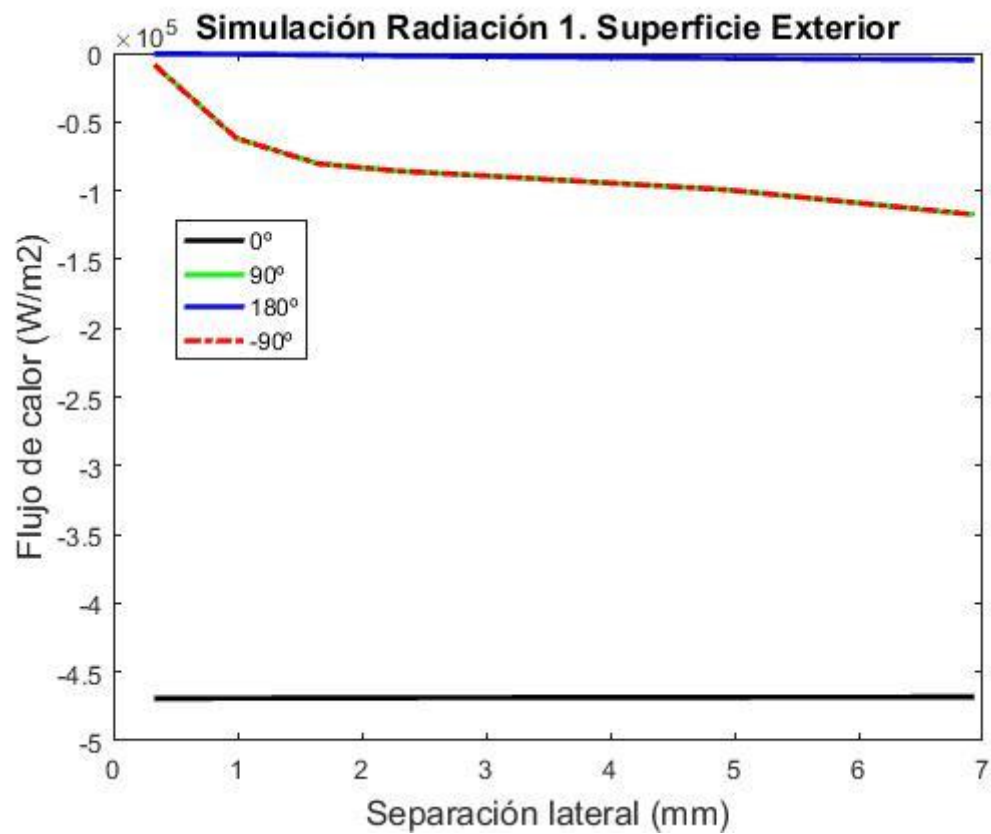


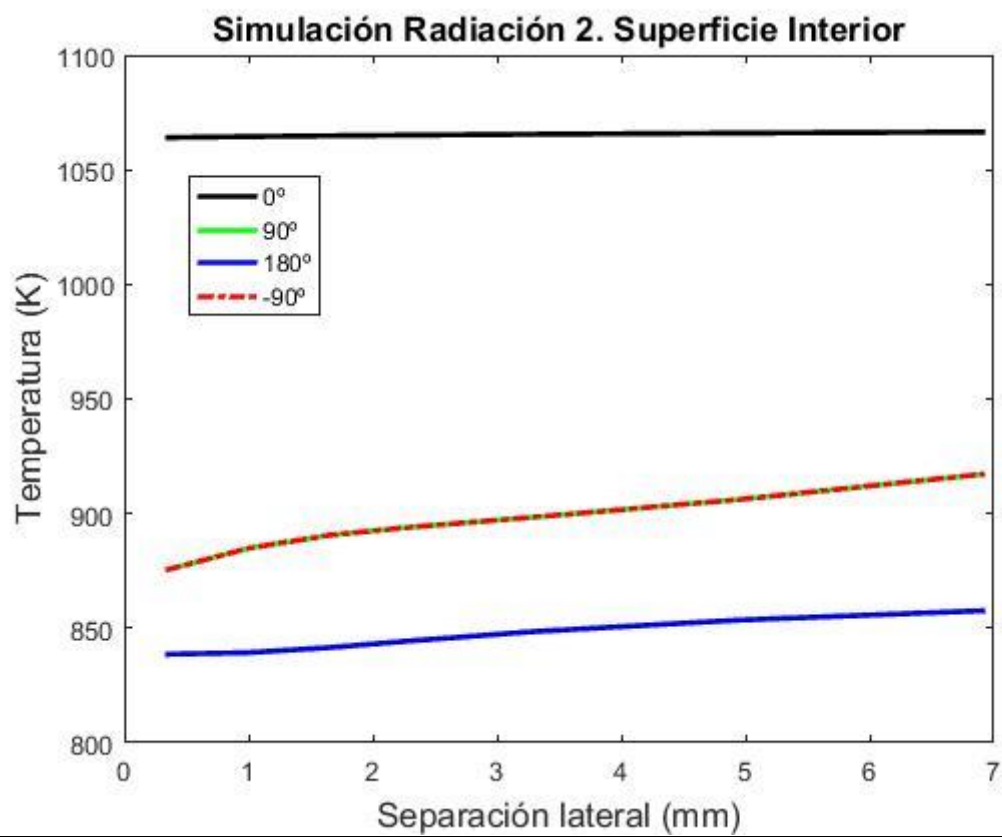
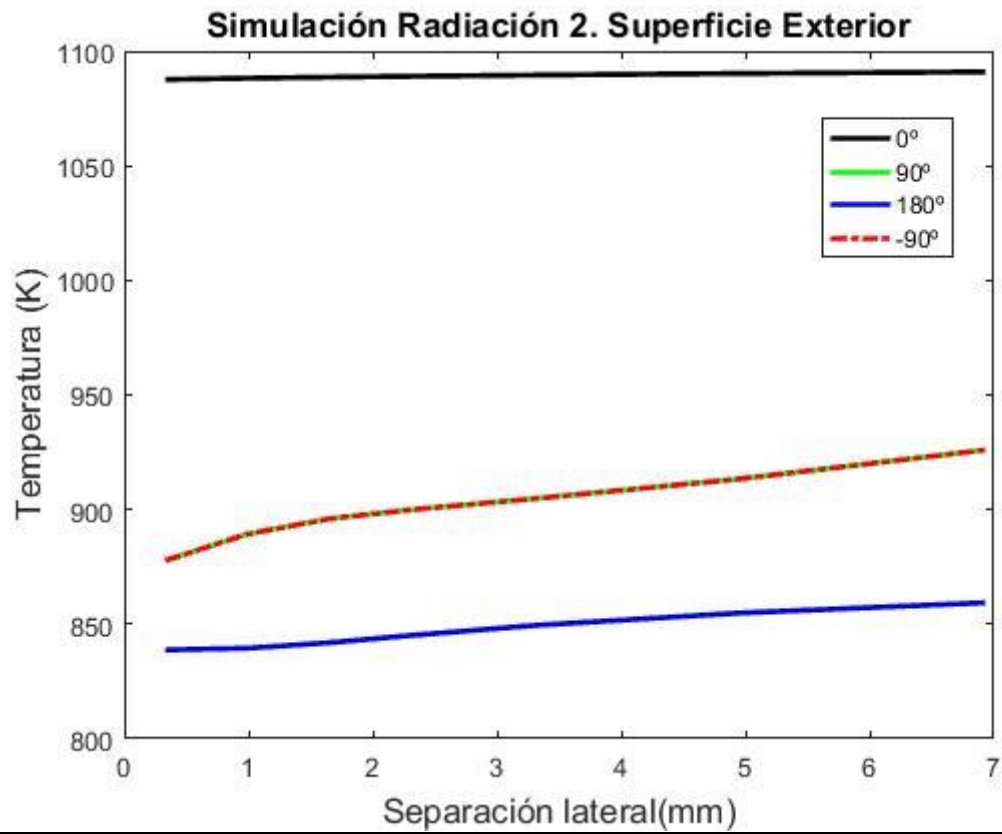


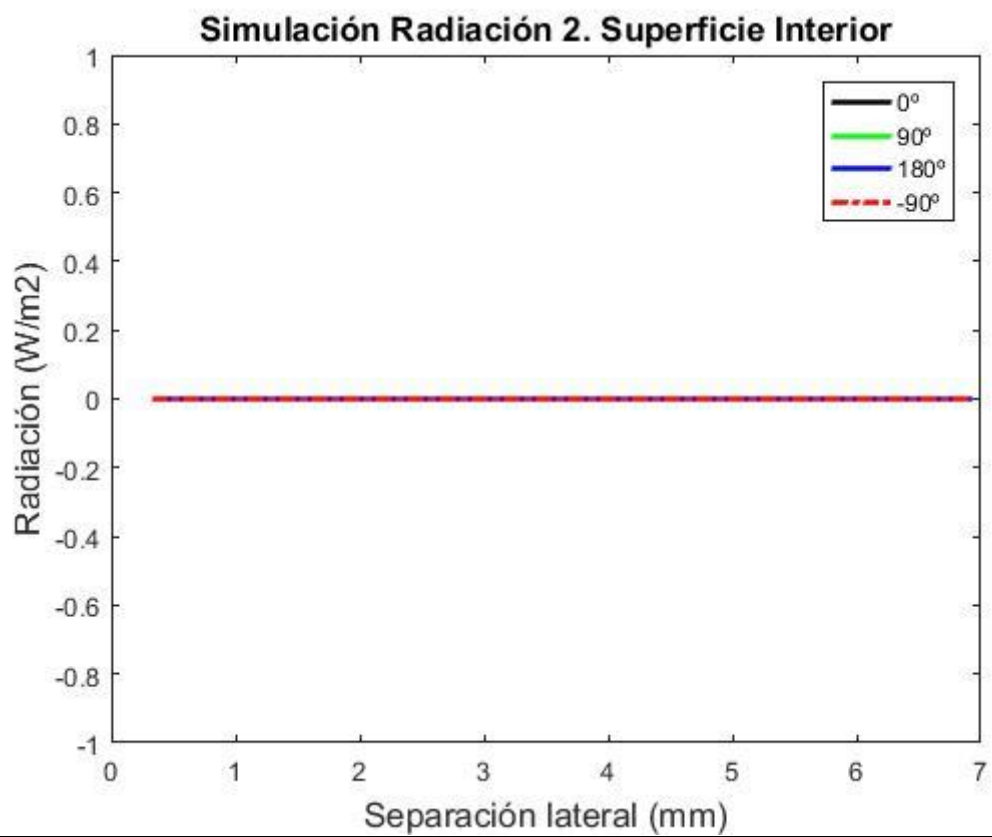
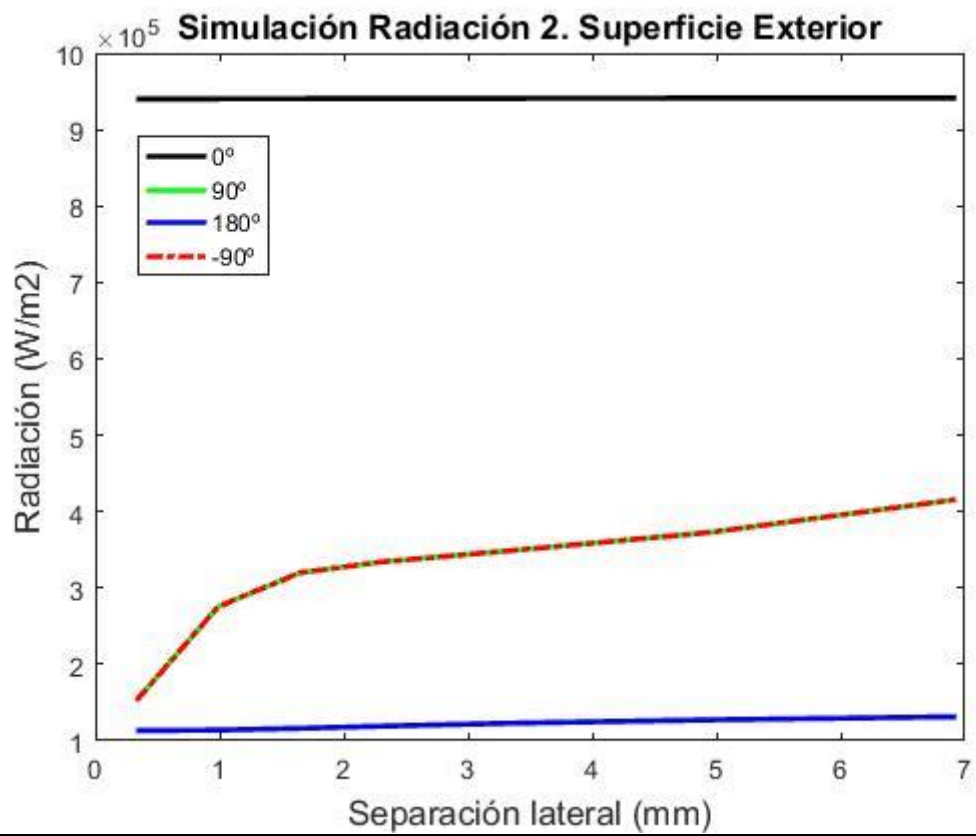
Barrido de radiaciones

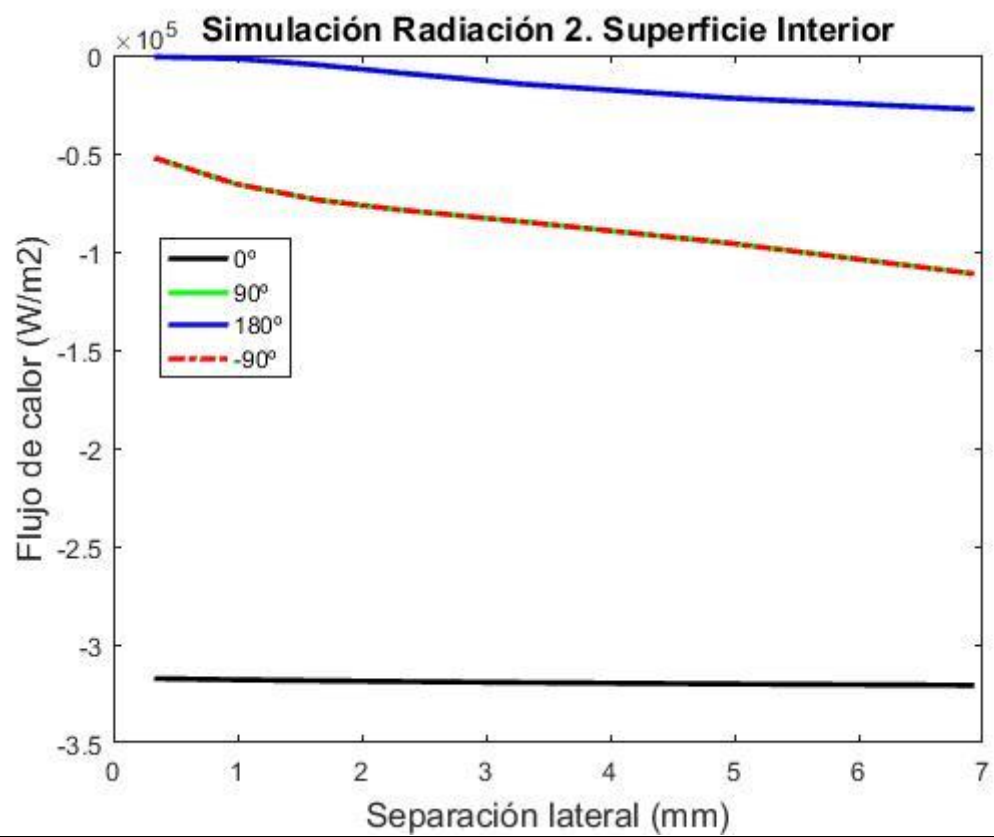
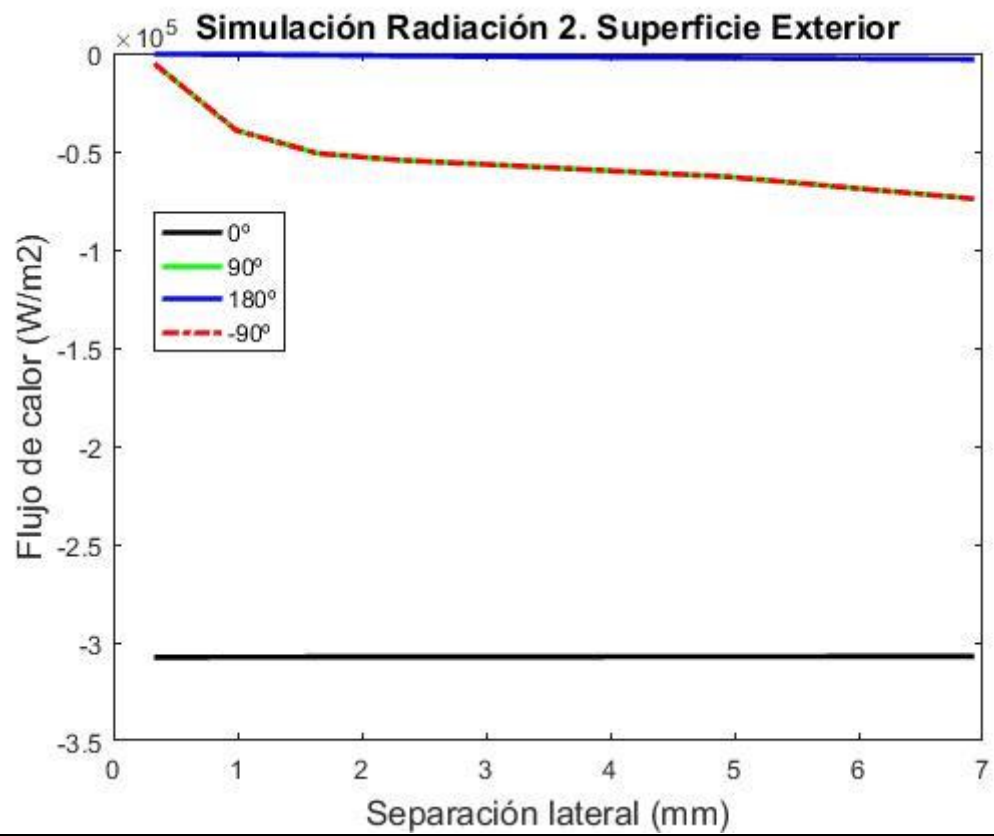


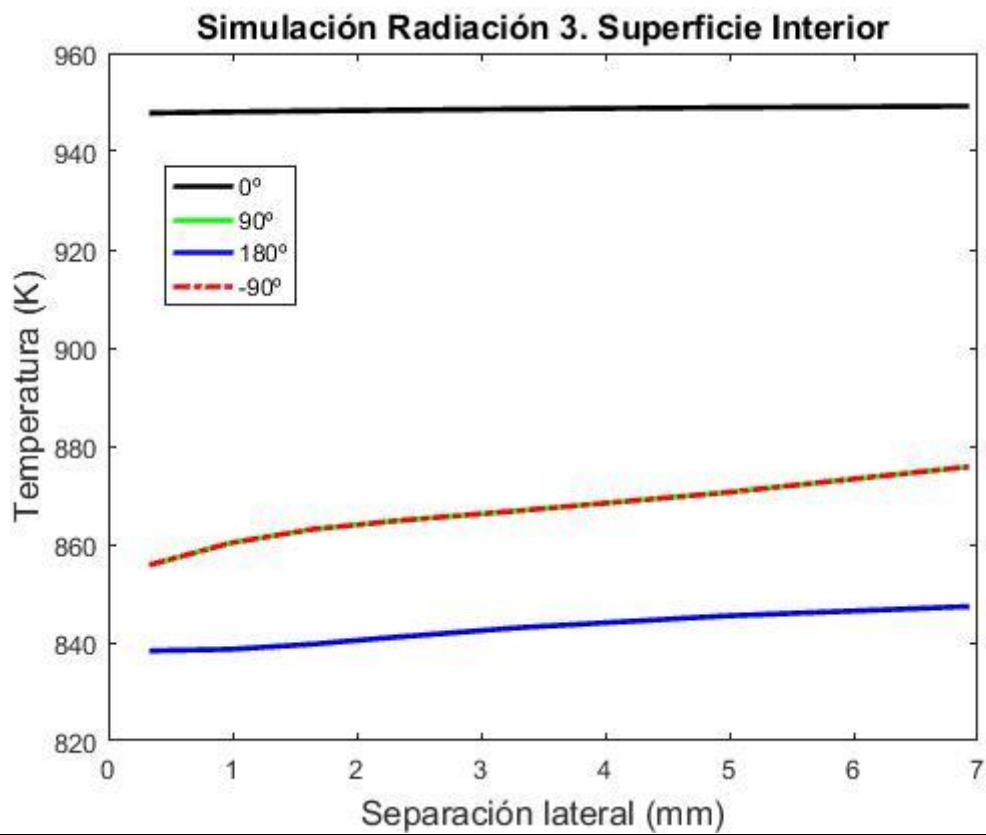
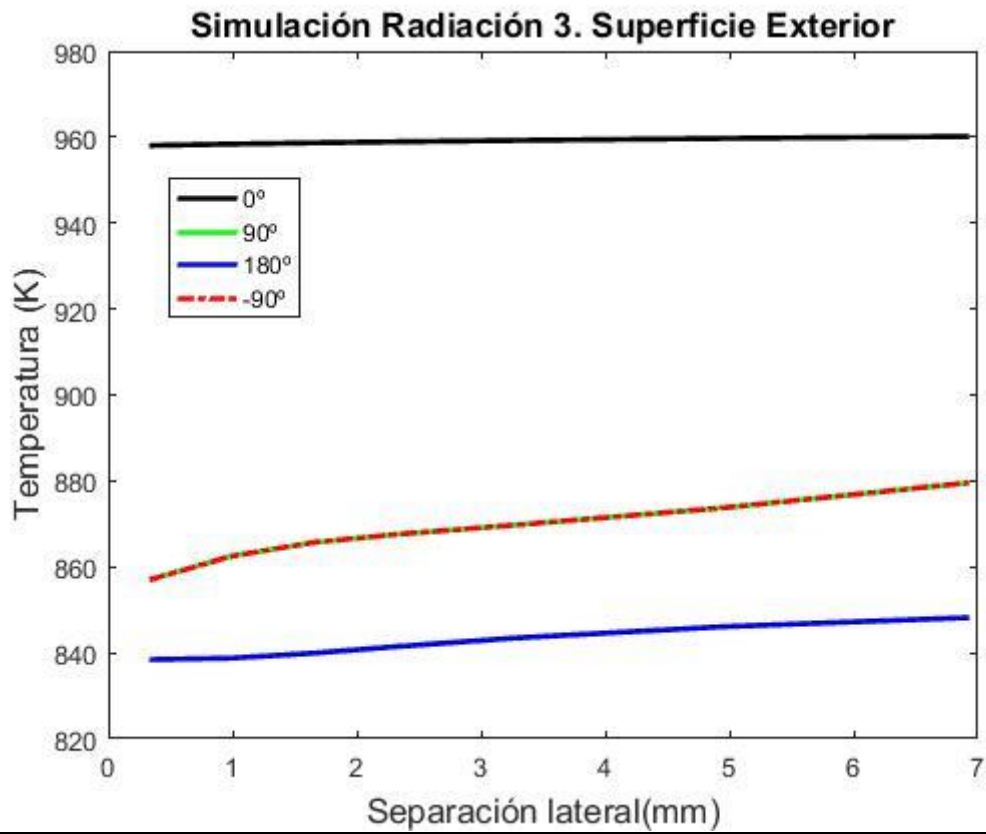


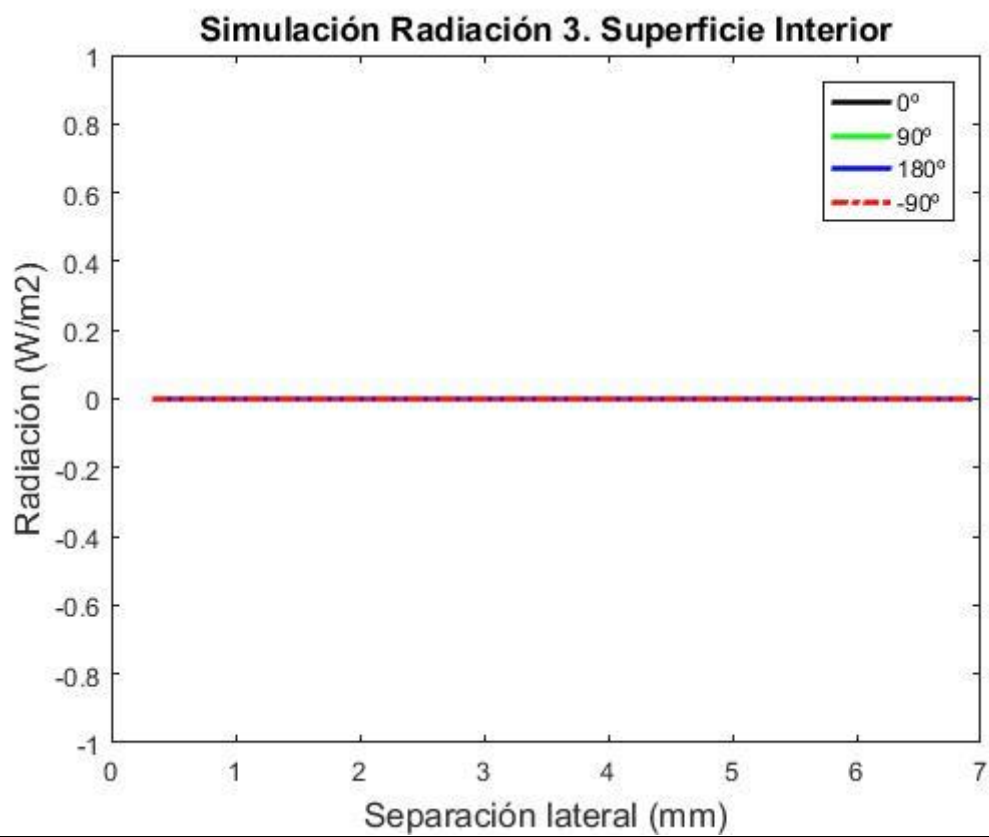
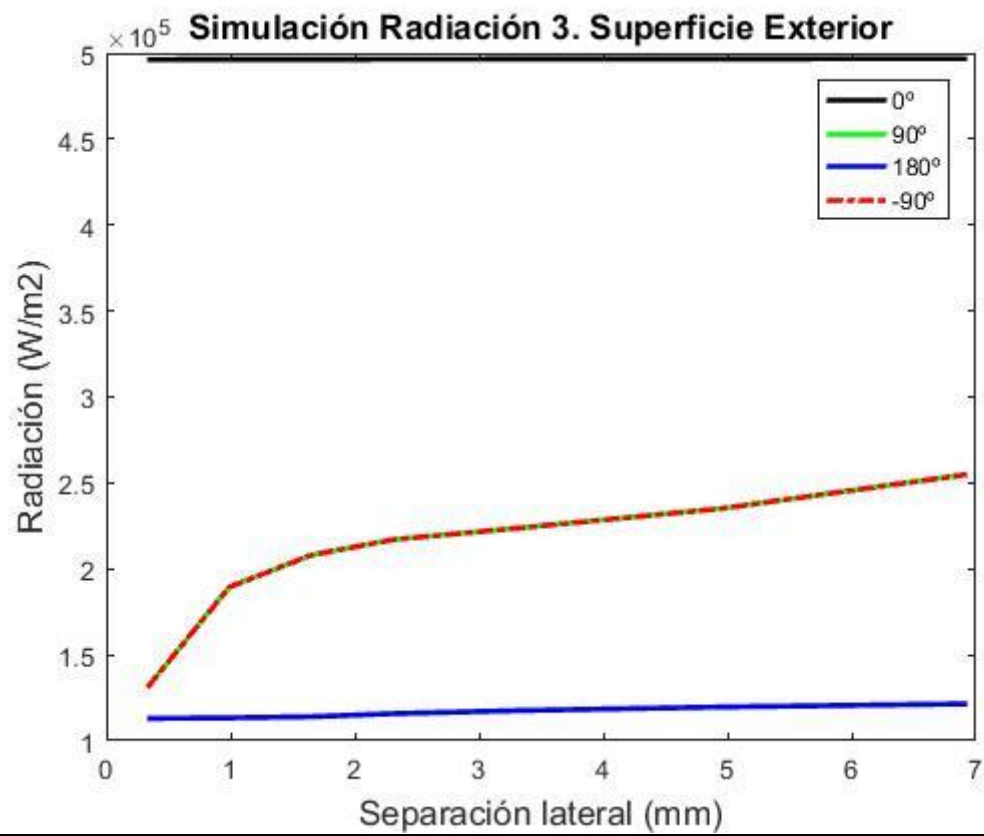


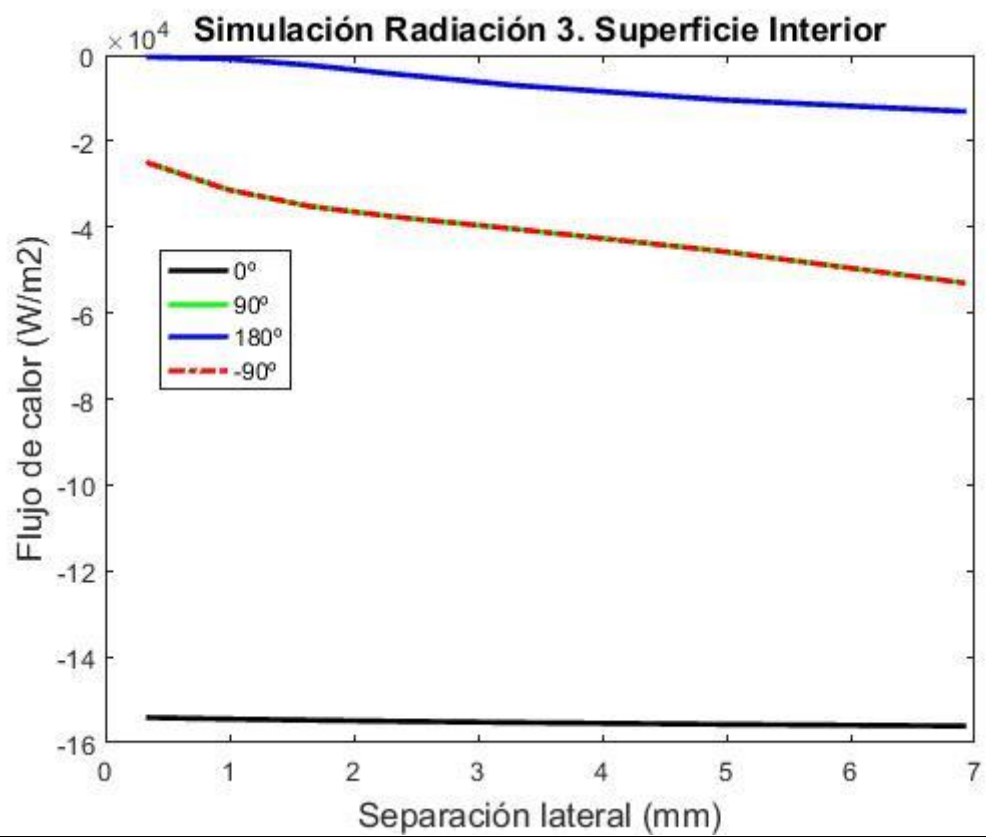
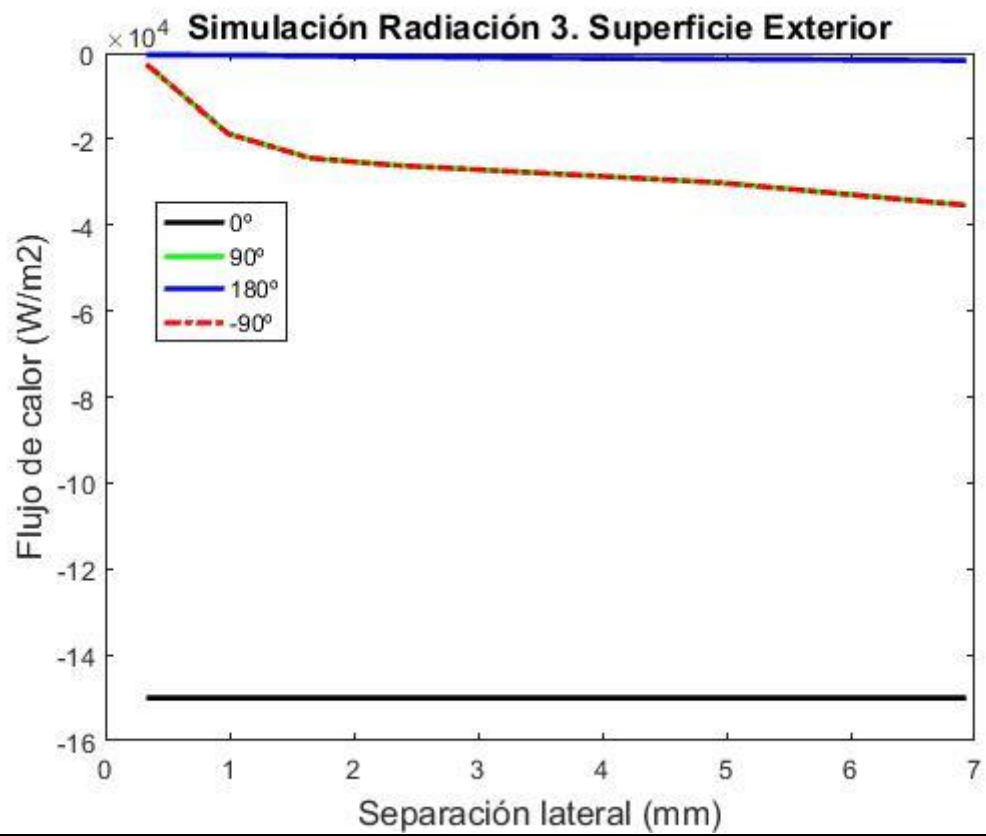




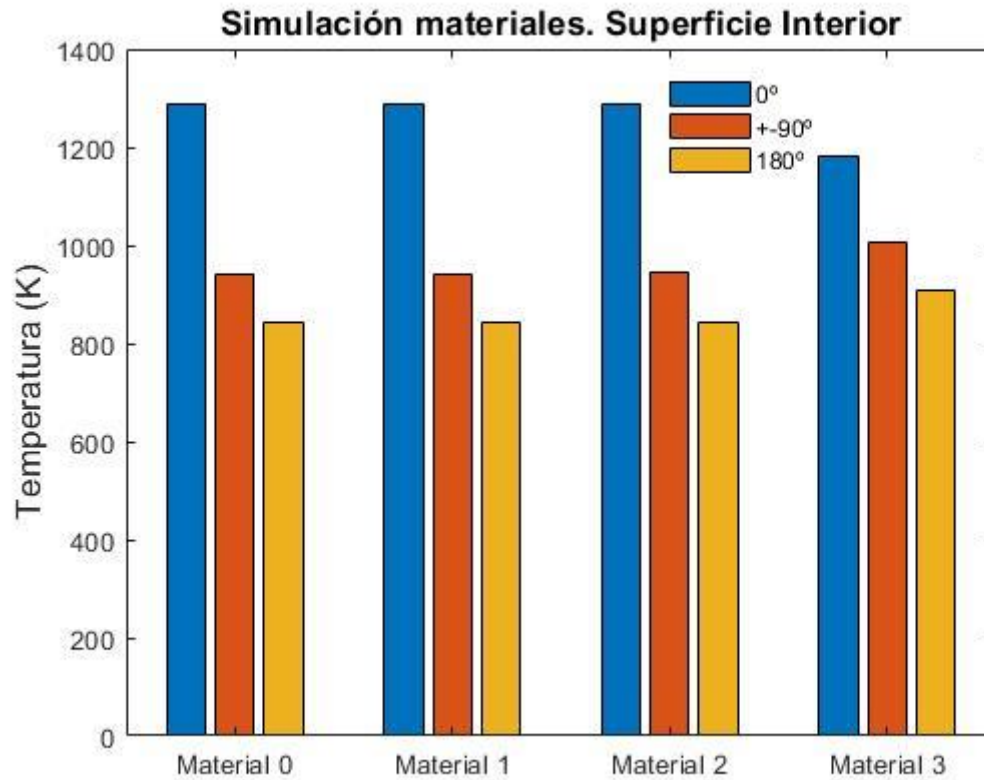
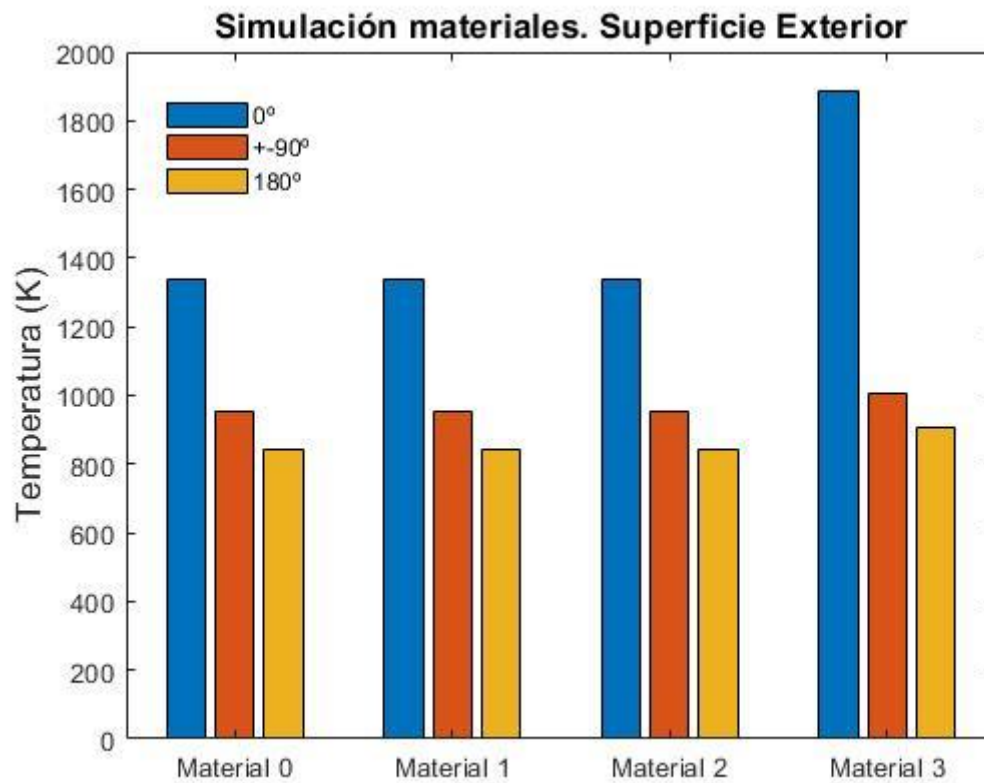


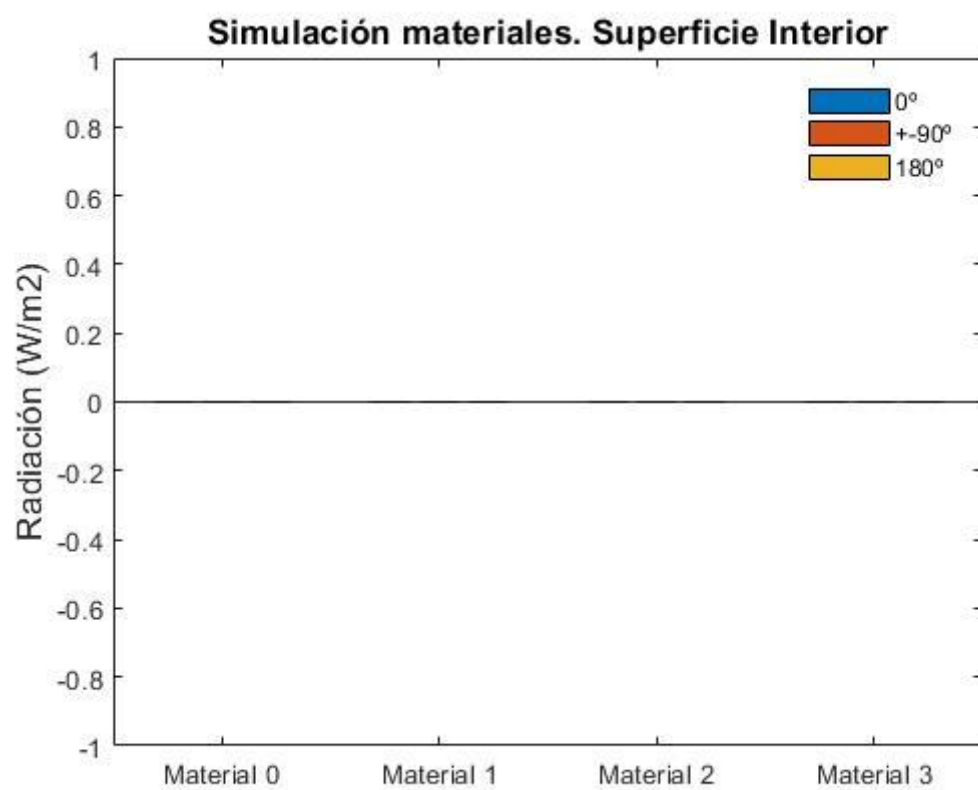
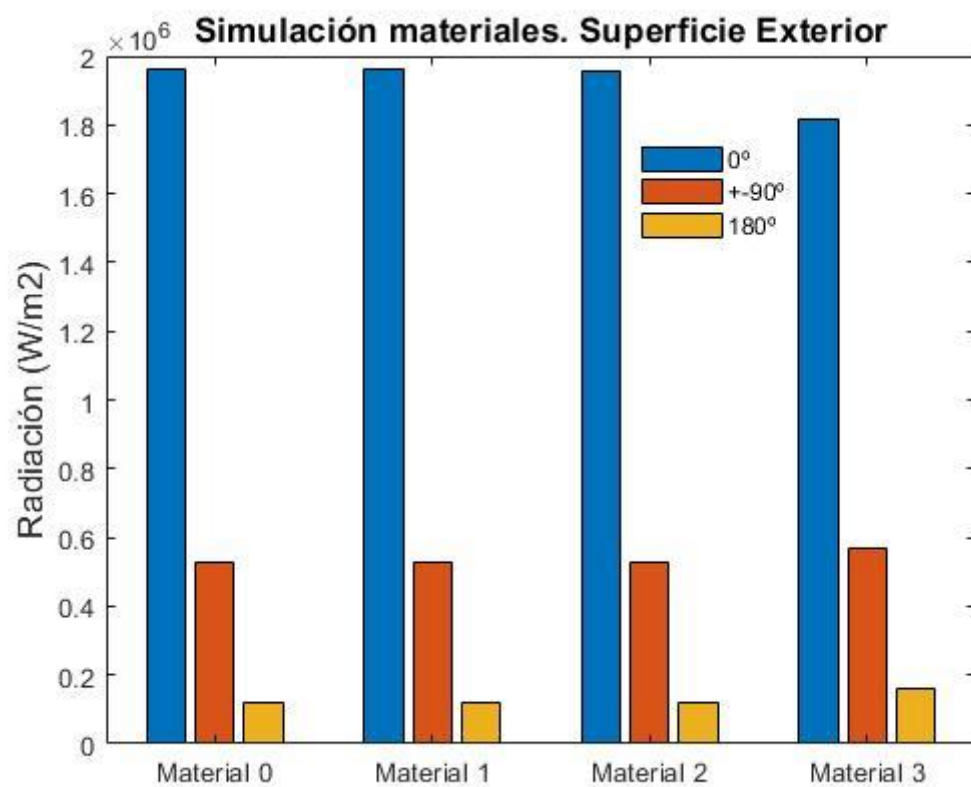


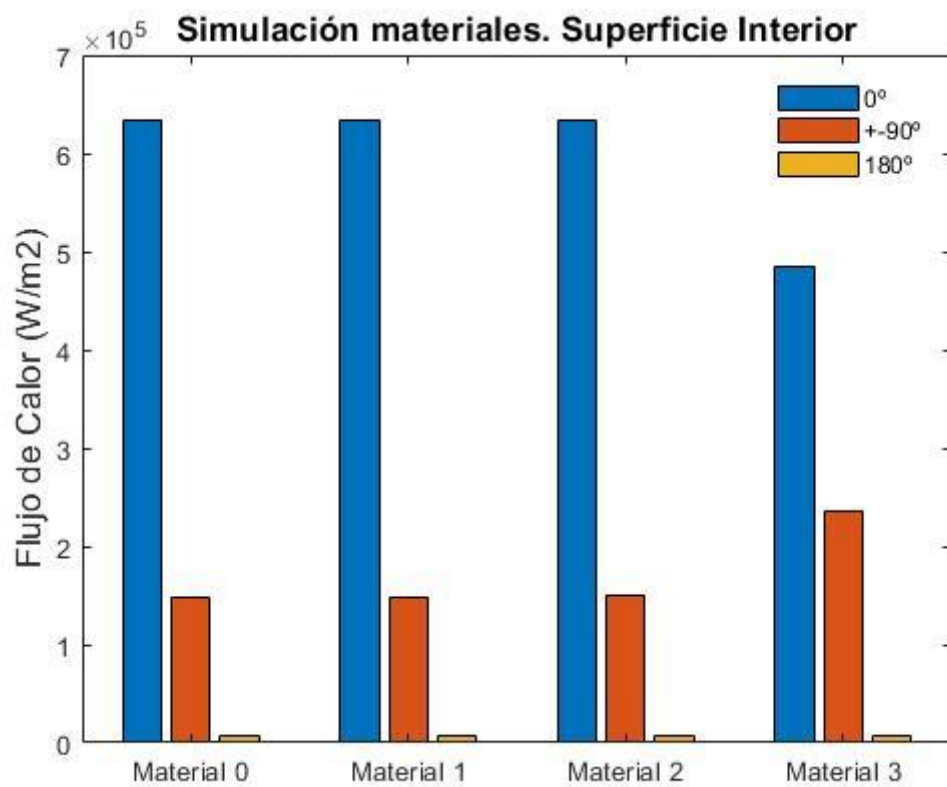
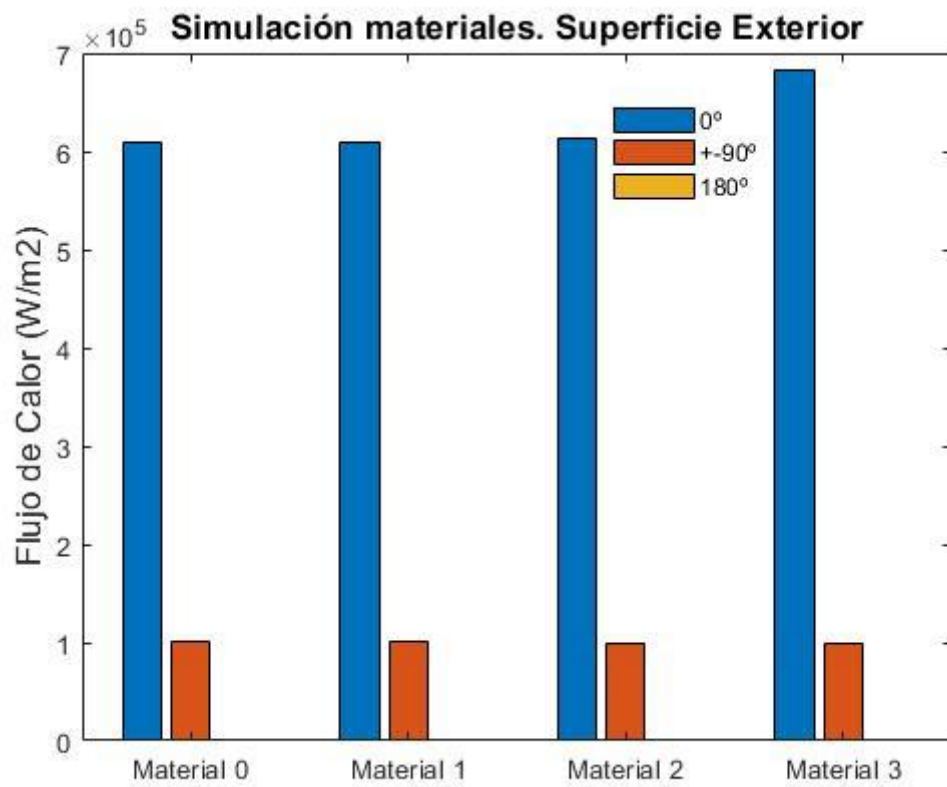




Barrido de materiales del tubo







Barrido de gasto másico del HTF

